ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ СССР



ГИДРО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

АКАДЕМИЯ НАУК СССР



ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ СССР

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Председатель редколлегии И. Т. НОВИКОВ;

доктор эконом. наук А. А. БЕСЧИНСКИЙ, инженер А. А. БОРОВОЙ,
доктор техн. наук, профессор А. Н. ВОЗНЕСЕНСКИЙ
(заместитель председателя, главный редактор),
доктор техн. наук Я. С. ЗЕНКИС, академик В. А. КИРИЛЛИН,
академик Н. В. МЕЛЬНИКОВ, академик В. С. НЕМЧИНОВ,
доктор техн. наук, профессор П. С. НЕПОРОЖНИЙ,
инженер А. С. ПАВЛЕНКО

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
МОСКВА · 1967

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ

А. Б. АВАКЯН, В. А. БАРАНОВ, Л. Б. БЕРНШТЕЙН,
А. А. БЕСЧИНСКИЙ, М. А. БОГОМОЛЬНЫЙ, В. И. ВОЗДВИЖЕНСКИЙ,
А. Н. ВОЗНЕСЕНСКИЙ, С. Н. КРИЦКИЙ, М. Ф. МЕНКЕЛЬ,
Л. А. МОШКОВИЧ, И. Т. НОВИКОВ, И. А. ТЕРМАН, Б. С. ЦЕЙТЛИН,
И. Я. ШИМЕЛЬМИЦ

РУКОВОДИТЕЛЬ КОЛЛЕКТИВА

А. Н. ВОЗНЕСЕНСКИЙ

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

МОСКВА · 1967

УДК.621.22

Издание «Энергетические ресурсы СССР» включает книги:

Топливно-энергетические ресурсы;

Гидроэнергетические ресурсы и их использование.

В книгах дана количественная и качественная оценка энергетических ресурсов страны, рассмотрены перспективы их использования. Важное место отведено технико-экономическому значению энергетических отраслей в экономике страны и в создании материально-технической базы коммунизма.

В настоящей книге дается оценка гидроэнергетических ресурсов СССР по широкому кругу технико-экономических и природных показателей. Приводятся данные потенциальных ресурсов республик и крупных экономических районов, определяются технически пригодные для использования гидроресурсы, показана их экономически эффективная часть.

Большое внимание уделено качественным характеристикам гидроэнергоресурсов. Рассмотрены энергоресурсы морских приливов и перспективы их использования. Определяется место гидроресурсов СССР в мировой системе гидроресурсов.

Освещаются вопросы использования гидроэнергоресурсов, отмечаются тенденции развития гидроэнергетики, направления повышения эффективности и динамика технико-экономических показателей. Показаны основные параметры действующих, строящихся и проектируемых гидроэлектростанций.

3-3-5
Подписное

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетические ресурсы — один из старейших, вечно возобновляемых источников энергии — продолжают играть существенную роль в мировом энергетическом хозяйстве. В настоящее время свыше 850 млрд. *квт·ч*, или свыше 25% электроэнергии, вырабатываемой на всех электростанциях мира, получается на гидроэлектростанциях.

В зависимости от обеспеченности гидравлическими и топливными ресурсами и экономических показателей их освоения роль гидроэнергии в электробалансе отдельных стран очень различна. Если в Норвегии, Швеции на гидростанции приходится 90% общего производства электроэнергии и более, в Канаде — 80%, в Италии и Югославии — 50%, то в СССР удельный вес гидроэнергии в электробалансе составляет 16%, в США — 16,8%. Однако абсолютные масштабы развития гидроэнергетики в этих двух странах весьма значительны. В 1965 г. в Советском Союзе выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях составляла около 80 млрд. *квт·ч*, в США — 190 млрд. *квт·ч*.

Существенный интерес представляет вопрос о месте и роли гидроэнергетики в энергетическом хозяйстве будущего.

Современная энергетика испытывает глубокие структурные изменения. Это связано прежде всего с повышением к.п.д. и общей экономической эффективности теплоэнергетики как следствие непрерывного возрастания применяемых давлений и температур, укрупнения единичной мощности агрегата и концентраций производства электроэнергии на все более мощных электростанциях. В СССР и ряде других стран к. п. д. увеличивается также за счет все бóльшего распространения комбинированного производства на электростанциях электроэнергии и тепла.

Но одной из наиболее характерных и важных черт современной энергетики и энергетики будущего является резко выраженная тенденция к централизации энергетического производства, объединению электростанций различных типов для параллельной работы в крупных энергетических системах. Нарастающая централизация энергоснабжения и формирование более крупных энергосистем дают возможность возложить на каждый источник энергии определенные функции в энергосистемах, в наибольшей степени соответствующие их технологическим особенностям и экономическим характеристикам. Это позволяет существенно повысить экономическую эффективность каждого компонента централизованного энергохозяйства, в частности гидроэнергетики. Централизация электроэнергетического хозяйства является одним из важнейших факторов, определяющих благоприятные перспективы для развития гидроэнергетики.

Гидроэлектростанции уже в настоящее время, а тем более в будущем, являются и будут являться важным элементом развивающихся электроэнергетических систем, где они призваны играть роль пиковых высокоманевренных электростанций.

Абсолютный рост электропотребления и увеличение пиковости графиков нагрузки в энергосистемах создают благоприятные условия для значительного развития установленных мощностей гидроэлектростанций, что способствует повышению их экономической эффективности.

Одновременно гидроэлектростанции являются важнейшим элементом водохозяйственных комплексов. Комплексное использование водных ресурсов позволяет существенно повысить суммарную экономическую эффективность всех входящих в состав водохозяйственного комплекса компонентов. Вместе с тем возникновение различных интересов отдельных компонентов может потребовать согласования в использовании водных ресурсов. Так, на режим работы гидростанций могут быть наложены ограничения другими участниками водохозяйственного комплекса. Эти ограничения могут привести к снижению гарантированных выработок электроэнергии гидростанций. Поэтому необходимо оптимизировать их параметры и режимы, исходя из условия достижения минимума суммарных затрат в народном хозяйстве за расчетный период времени.

Важнейшим фактором повышения эффективности гидроэнергетики должен явиться технический прогресс и концентрация производства. В Директивах XXIII съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1966—1970 гг. поставлена задача повышения технико-экономических показателей гидроэлектростанций путем применения новых технических решений и дальнейшего укрупнения мощности агрегатов.

Говоря о специфических особенностях гидроэнергетики, нельзя не указать и на следующее обстоятельство, благоприятствующее ее развитию. Возможность получения от гидроэлектростанций больших количеств дешевой электроэнергии способствует широкому внедрению электроэнергии в технологические процессы различных производств.

В этом отношении гидроэнергия способствует созданию новой технической базы в ряде важнейших отраслей народного хозяйства. И, конечно, особенно важно ее значение для электроемкой промышленности.

Намечаемое Программой КПСС завершение в основном электрификации СССР потребует исключительного по своему размаху развития энергетического строительства. И хотя основным направлением энергетики останется по-прежнему преимущественное строительство тепловых электростанций, значительное место в развитии энергетического хозяйства будет принадлежать строительству гидроэлектростанций. Поэтому представляется весьма важным всестороннее изучение гидроэнергетических ресурсов: определение их количественных и качественных характеристик; установление на основе сравнительного анализа их экономических характеристик, места гидроэнергоресурсов среди других видов энергетических ресурсов; выявление возможных функций и масштабов гидростанций в отдельных развивающихся энергетических системах.

В процессе такого изучения гидроэнергоресурсов речь не может идти о каком-либо принципиальном противопоставлении гидравлических электростанций тепловым. В рамках единого энергетического хозяйства Советского Союза и тот, и другой тип электростанций дополняют друг друга, решая задачу получения максимального экономического и энергетического эффекта. Вместе с тем следует помнить о том, что гидроэлектростанции, вырабатывая электроэнергию с низкой себестоимостью киловатт-часа, являются в то же время капиталоемкими источниками энергии, что требует особого внимания к их технико-экономическому обоснованию.

Советский Союз располагает огромными запасами гидроэнергии, ставящими его на первое место среди других стран мира. Потенциальные запасы гидроэнергии (гидроэнергетический потенциал речного стока) определяются примерно 4000 млрд. *квт·ч* (450 млн. *квт* среднегодовой мощности), в том числе запасы гидроэнергии крупных и средних рек (мощностью свыше 2 тыс. *квт*) — 3300 млрд. *квт·ч* (380 млн. *квт*). Для сравнения укажем, что в дореволюционный период величина гидроэнергоресурсов ориентировочно определялась всего лишь в 20 млн. *квт*.

Систематическое изучение гидроэнергетического потенциала страны началось только после Октябрьской революции. Предпринятая в дореволюционной России Академией наук работа по определению величины гидроэнергетических ресурсов России, выполнение которой было возложено на Комиссию по изучению естественных производительных сил (КЕПС), была прервана в связи с войной 1914 г. Исследования предполагалось провести по 13 районам, которыми должна быть охвачена вся территория страны. Однако только по трем районам — Северной области, Кавказу и Алтаю — уже при Советской власти, в 1921—1930 гг., начатые исследования были завершены, а результаты опубликованы в трех выпусках КЕПС. Этими исследованиями были охвачены всего 260 рек.

Количественная оценка гидроэнергетических ресурсов по всей территории СССР была дана впервые в изданном в 1933—1934 гг. «Атласе энергетических ресурсов СССР» (АЭР). В Атласе было учтено 647 рек с суммарной потенциальной мощностью в 280 млн. *квт* и выработкой 2450 млрд. *квт·ч*. Эта оценка была повторена в труде Энергетического института АН СССР (Энергетические ресурсы СССР, т. II, 1938).

Следующим этапом в развитии знаний о гидроэнергетических ресурсах страны явилась капитальная работа института Гидроэнергопроект, выполненная в период 1947—1951 гг. авторским коллективом, в состав которого входили: А. Н. Вознесенский (руководитель работы), А. А. Бесчинский, М. А. Богомольный, П. И. Василенко, В. И. Воздвиженский и И. А. Терман при участии В. П. Лясковского.

В этой работе было проведено всестороннее исследование гидроэнергетического потенциала Советского Союза, причем наиболее широко был рассмотрен потенциал энергии речного стока.

Подсчетами, в которых было охвачено 1477 рек, в основном крупных и средних, валовой теоретический потенциал энергии этих рек был определен в 340 млн. *квт*. Так как этими подсчетами не могла быть охвачена вся речная сеть страны за отсутствием по некоторым районам необходимой полноты данных по водному стоку и топографии, то оценка полного теоретического потенциала гидроэнергии страны была произведена по данным величины среднего поверхностного стока и гипсометрии поверхности отдельных районов. В результате величина полного потенциала энергии всего речного стока страны была определена в 420 млн. *квт*.

В работе Гидроэнергопроекта была дана оценка и технического потенциала, характеризующего величину технически возможных к использованию гидроэнергоресурсов, а также оценка величины крупнопромышленных запасов гидроэнергии, характеризующих собой ту часть технического потенциала, которая может быть освоена на гидростанциях крупных мощностей. Наконец была дана оценка и валового теоретического гидроэнергопотенциала всего земного шара и его отдельных континентов, что позволило определить также место СССР в общемировом гидроэнергопотенциале.

Работа Гидроэнергопроекта 1951 г. имела большое практическое значение, поскольку приводимые в ней сведения о гидроэнергетических ресурсах, содержащие количественную, качественную и экономическую характеристики, могли явиться базой для построения плановых предположений о дальнейших путях развития советской гидроэнергетики.

В последующие годы, после 1951 г., были проведены новые работы по составлению схем использования ряда рек, произведены уточненные кадастровые подсчеты по некоторым республикам, выполненные энергетическими институтами академий наук этих республик; появились новые данные по гидрологии, новые более точные гипсометрические карты и т. п., в связи с чем представилась возможность внести уточнение и в кадастровые подсчеты 1951 г. Такая работа была проведена в период 1958—1961 гг. институтом Гидроэнергопроект, в первоначальной стадии — в Украинском его отделении под руководством Н. А. Соломенцева, а в заключительной стадии — в Московском отделении под руководством И. Я. Шимельмица.

Эта новая работа, поставленная в основном по методике, применявшейся в работе 1951 г., внесла относительно небольшие изменения в итоговые показатели по СССР в целом, несмотря на очень значительное увеличение числа учтенных в подсчетах рек (более чем втрое).

В результате проведенного изучения гидроэнергоресурсов выявлены большие возможности и благоприятные условия для гидроэнергетического строительства во многих районах страны, что в свете высказанных замечаний о значении и роли гидроэлектростанций при работе их в крупных энергосистемах, а также в качестве мощных источников дешевой электроэнергии для энергоснабжения электроемкой промышленности позволяет говорить о широких перспективах развития гидроэнергетики в СССР.

Задачей настоящей книги является всестороннее освещение гидроресурсов СССР и вопросов, связанных с их использованием. При написании книги были использованы материалы работы Гидроэнергопроекта 1961 г. (с дополнениями Энергосетьпроекта), а также кадастровые исследования последних лет, проводившиеся в академиях наук союзных республик и в филиалах АН СССР, и исследования ряда проектных организаций. Авторы книги стремились осветить вопрос о гидроэнергетическом потенциале с возможно более широких позиций, проводя рассмотрение гидроэнергоресурсов по наиболее полной системе показателей.

В книге дается определение содержания гидроэнергетического потенциала и его отдельных категорий, что, по мнению авторов книги, являлось необходимым потому, что и в литературе, и в проектных материалах в ряде случаев по-разному понимается содержание одних и тех же терминов, применяемых при проведении подсчетов гидроэнергоресурсов.

Рассмотрение гидроэнергопотенциала дано применительно к следующей классификации.

I. Валовой теоретический гидроэнергетический потенциал:

а) поверхностного стока

б) речного стока.

II. Технический гидроэнергетический потенциал, или технически возможные к использованию гидроэнергоресурсы.

III. Экономические гидроэнергоресурсы или экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов.

Наряду с количественной оценкой гидроэнергоресурсов в книге рассматриваются качественные их характеристики, зависящие как от природных условий, так и от энергетических и экономических условий.

Дается также оценка фонда зарегулированной энергии, что позволяет судить о размерах запасенной в водохранилищах энергии, которая при необходимости может быть использована.

Практический интерес представляет выявленная величина гарантированного речного гидроэнергетического потенциала страны, зависящего только от природных условий. Эта величина, установленная в размере 490 млрд. *квт·ч* и равная примерно 15% валового речного потенциала, показывает, что полноценное использование его, или даже технического

потенциала, возможно даже при развитых установленных мощностях только в сочетании с зарегулированием речного стока с помощью создания водохранилищ.

Проведенные предварительные подсчеты показали, что, например, для выявленных на сегодня 350 гидростанций, характеризующихся гарантированной выработкой в 190 млрд. *квт·ч*, фонд запасенной в водохранилищах гидроэнергии составляет огромную величину, равную 585 млрд. *квт·ч*, и, следовательно, общий фонд зарегулированной гидроэнергии для этого числа гидростанций составляет 775 млрд. *квт·ч*.

Для правильного понимания роли и значения гидроэнергетических ресурсов как отдельных районов СССР, так и всего Советского Союза в целом в книге отмечается важность установления той части потенциальных гидроэнергоресурсов, использование которой экономически целесообразно.

Несмотря на значительное развитие гидроэнергетики за рубежом, учет мировых ресурсов гидроэнергии не имеет полного единообразия. Кадастровые подсчеты гидроэнергоресурсов в отдельных странах, выполненные официальными организациями и отдельными авторами, отличаются по ряду показателей. Все это затрудняет проведение сопоставлений между отдельными странами, а также установление доли СССР в мировых запасах. Поэтому не утратили интереса подсчеты, проведенные институтом Гидроэнергопроект в 1951 г. и воспроизведенные с некоторыми изменениями в настоящей книге, позволившие определить удельный вес гидроэнергоресурсов СССР в общемировых. При общей величине полного гидроэнергетического потенциала речного стока земного шара, исчисленного в 3750 млн. *квт*, доля СССР составила 450 млн. *квт*, т. е. 12%.

Большое внимание в книге уделено оценке народнохозяйственного значения гидроэнергии, в частности освещению вопроса определения экономической эффективности использования гидроэнергоресурсов.

В настоящее время все большее значение приобретает проблема комплексного использования водных ресурсов, в которой гидроэнергетика является лишь одним, хотя в большинстве случаев ведущим, компонентом. Поэтому в книге дано краткое освещение этой проблемы главным образом в свете того влияния, которое оказывает гидроэнергетическое строительство на другие отрасли водного хозяйства, и, с другой стороны, влияния этих отраслей на энергетическое использование водных ресурсов.

В книге рассматриваются далее вопросы возможного использования гидроэнергоресурсов на перспективу, указывается значение гидроэлектростанций по отдельным районам страны. Эти соображения о перспективном развитии использования гидроэнергоресурсов, конечно, не являются изложением каких-либо конкретных планов; их надо рассматривать лишь как оценку возможных направлений освоения гидроэнергоресурсов на перспективу.

В заключительной главе книги приводятся технико-экономические показатели отдельных гидроэлектростанций: действующих, строящихся и имеющих какую-либо проектную или предпроектную проработку. Мы видим, что фонд подготовленных к использованию гидроэнергоресурсов уже при настоящей степени изученности позволяет во многих районах страны привлекать гидроэнергетику к решению стоящих перед страной больших экономических задач. Приводимые характеристики, при всей ориентировочности в части стоимостных показателей ряда гидроэлектростанций, позволяют судить в первом приближении о технической и экономической ценности гидроэнергии реки, на которой намечается строительство гидроэлектростанции.

Весь материал книги разделен на два раздела.

Раздел I (главы I—VIII) посвящен характеристике гидроэнергоресурсов и раздел II (главы IX—XII) — вопросам использования гидроэнергоресурсов.

Авторы считают своим долгом отметить работу по составлению исходных материалов, использованных в книге, канд. техн. наук А. Ш. Резниковского, инж. Н. А. Соломенцева и других работников Украинского и Московского отделений института Гидроэнергопроект.

Авторы выражают признательность докт. техн. наук, проф. В. Г. Айвазьяну, канд. техн. наук Ю. В. Александровскому, докт. техн. наук, проф. Ф. Ф. Губину, академику АН Казахск. ССР, докт. техн. наук, проф. Т. Л. Золотареву, докт. экон. наук Г. М. Матлину, докт. техн. наук С. Л. Миркину, инж. А. В. Сухоцкому и докт. техн. наук М. П. Фельдману за консультации по ряду вопросов при подготовке настоящей работы и К. Б. Радзиховскому, выполнившему большую работу по обработке и подготовке рукописи к печати.

Часть первая

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ИХ ОЦЕНКА

Глава первая

ГИДРОЛОГИЯ РЕК СССР

РЕЧНАЯ СЕТЬ СССР

Территория Советского Союза занимает восточную часть Европы, Северную и Среднюю Азию. Протяженность территории с севера на юг около 4,5 тыс. *км*, с запада на восток — 9 тыс. *км*. Речная сеть территории Советского Союза принадлежит к бассейнам Северного Ледовитого, Тихого и Атлантического океанов и к Арало-Каспийской области замкнутого стока (рис. I. 1). Общая водосборная площадь всех рек СССР, входящих в состав Северного Ледовитого, Тихого и Атлантического океанов, включая водосборы рек Арало-Каспийской области замкнутого стока (без площади островов и окраинных морей), составляет 21600 тыс. $км^2$ (табл. I. 1).

СССР занимает первое место в мире по количеству рек и суммарной их длине. Основные данные о крупнейших реках СССР приведены в табл. I. 2 и на рис. I. 10.

Наибольшую длину имеет р. Лена — 4337 *км*, наибольшую площадь бассейна — р. Енисей — 2500 тыс. $км^2$. Первое место в СССР по водности занимает р. Енисей; средний годовой расход его в устье равен 18 600 $м^3/сек$, а объем годового стока — 585 $км^3$. Среди крупнейших рек мира Енисей и Лена по размерам своих водосборных площадей занимают соответственно 6-е и 7-е, а по водности 8-е и 9-е места (табл. I. 3).

Бассейн Северного Ледовитого океана (см. табл. I. 1) занимает более 50% (12 612 тыс. $км^2$) территории СССР и охватывает весь север Восточно-Европейской равнины и Сибирь, простираясь от западной части Кольского полуострова и Карельской АССР до Колымского хребта.

Реки Кольского полуострова, Карельской АССР и части Ленинградской области, впадающие в Белое и Баренцево моря, отличаются слаборазработанными речными долинами, профили их имеют ступенчатый характер. Плесовые озеровидные участки рек чередуются с короткими порожистыми участками, отличающимися большими падениями. Особенности древнего оледенения обусловили образование многочисленных озер, а влажный климат способствует развитию болот. К числу главнейших рек этой части территории относятся: Тулома, Воронья, Иоканьга, Кола, Поной, Стрельна, Варзуга, Умба, Нива, Ковда, Кемь и Выг.

Крупные реки севера Восточно-Европейской равнины — Онега, Северная Двина, Мезень и Печора — имеют водосборы, преимущественно равнинные с широкими, хорошо разработанными речными долинами, с обширными и затопляемыми поймами, спокойным течением и довольно густой сетью притоков. Исключение составляют притоки Печоры — горные реки, стекающие со склонов Уральского хребта.



Рис. I. 1. Карта распределения речной сети по бассейнам океанов и морей

Реки Сибири берут свое начало в широком горном поясе, окаймляющем Сибирь с юга,— в горах Алтая, Саян, Байкальской складчатой территории. Имея общее направление течения с юга на север, они пересекают степную, лесную и тундровую зоны. Их верховья типичны для горных рек с большими падениями, глубоко врезанными долинами, каменистыми руслами и даже водопадами.

Таблица I.1

Распределение площадей по бассейнам океанов и морей

Бассейн	Площадь бассейна	
	тыс. км²	часть от всей территории СССР %
Атлантический океан		
Балтийское море	640	2,8
Черное и Азовское моря	1 329	6,0
Итого	1 969	8,8
Северный Ледовитый океан		
Баренцево и Белое моря	1 250	5,6
Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря	11 362	51,0
Итого	12 612	56,6
Тихий океан		
Берингово, Охотское и Японское моря	3 508	15,8
Арало-Каспийская область замкнутого стока		
Каспийское море	2 950	13,3
Область внутреннего замкнутого стока Средней Азии	2 500	11,2
Итого	5 450	23,9
Всего	23 539	105,1
В том числе водосборная площадь рек, поступающих из зарубежных стран	1 269	5,7
Всего в пределах СССР	22 270	100

Сибирские реки сбрасывают в Северный Ледовитый океан около 2050 км³ воды в год; на долю Оби, Енисея и Лены приходится более 70% этого стока. Наиболее низко расположенный бассейн Оби, занимающий бóльшую часть Западно-Сибирской низменности, включает в своей степной части большие области с замкнутым стоком. Правобережная часть бассейна Енисея расположена в пределах Средне-Сибирского плоскогорья на отметках 500—700 м над уровнем моря. Пересекая изверженные кристаллические породы, известные под названием «сибирских траппов», притоки Енисея (Ангара, Подкаменная Тунгуска и Нижняя Тунгуска) и большинство притоков Лены приобретают характер горных рек: имеют большие падения, долины их резко сужаются, превращаясь в некоторых местах в ущелья. Таковы же бассейны рек Яны, Индигирки, Колымы, расположенные в значительной своей части в горных районах к востоку от Лены.

К бассейну Тихого океана, занимающему около 16% территории СССР (см. табл. I. 1), относятся бассейны морей Берингова, Охотского и Японского, куда изливают свои воды реки Северо-Восточной Сибири, Дальнего Востока, полуострова Камчатки, острова Сахалина. Наибольший удельный вес в бассейне Тихого океана занимают реки бассейна Охотского моря, среди которых одна из самых больших рек Советского Союза — р. Амур; около 50% площади ее бассейна находится за пределами СССР. На участке к северу от Амура в Охотское и Берингово моря впадают многочисленные реки с небольшими водосборами, стекающие с восточных склонов водораздельных хребтов, сравнительно близко расположенных от моря. Главнейшие реки этого района — Анадырь, Пенжина, Охота и др. Южнее устья Амура в Японское море впадает ряд небольших рек, стекающих с восточных склонов хребта Сихотэ-Алинь.

Таблица I.2

Основные данные о крупнейших реках СССР
(по данным Гидроэнергопроекта)

Река	Куда впадают реки	Площадь бассейна, тыс. км²	Длина реки, км	Средний годовой расход, м³/сек	Средний годовой сток, км³	Примечание
Енисей	Карское море	2500	3844	18 600	585	Длина от слияния Б. и М. Енисея
Лена	Море Лаптевых	2472	4337	15 500	489	
Обь	Карское море	2450	3676	12 830	403	Длина реки Оби дана от слияния рек Бии и Катуни
Амур	Татарский пролив (Охотское море)	1845	2825	10 800	341	Длина от слияния рек Шилки и Аргуни
Иртыш	Обь	1592	3513	3 000	94,7	Длина вместе с Черным Иртышом
Волга	Каспийское море	1384	3694	7 960	251	
Ангара	Енисей	1053	1876	4 370	138	
Алдан	Лена	734	2300	5 070	161	
Колыма	Восточно-Сибирское море	681	1988	3 800*	120	
Кама	Волга	519	2009	3 830	121	
Днепр	Черное море	503	2285	1 660	52,4	
Нижняя Тунгуска	Енисей	477	2900	3 700	117	
Вилюй	Лена	449	2654	2 290	72,2	
Северная Двина	Белое море	362	750	3 540	112	
Хатанга	Море Лаптевых	360	239	3 230	102	Длина ниже слияния рек Хеты и Котуя
Индигирка	Восточно-Сибирское море	358	1758	1 670	52,7	
Печора	Баренцево море	319	1814	4 020	127	
Нева	Балтийское море	286	75	2 630	83,0	
Ока	Волга	245	1520	1 270	40,1	
Подкаменная Тунгуска	Енисей	239	1832	1 670	52,7	
Витим	Лена	235	1940	2 000	63,2	
Зея	Амур	233	1217	1 800	56,9	
Оленек	Море Лаптевых	218	2219	1 260	39,8	
Олекма	Лена	212	1430	1 900	60,0	
Анадырь	Берингово море	199	1122	1 400*	44,2	Длина ниже слияния рек Даубихэ и Уляхэ
Уссури	Амур	188	576	2 000	63,2	
Пясина	Карское море	175	922	2 100	66,9	Ниже слияния рек Рыбной и Норилки
Учур	Алдан	115	829	1 380	43,6	

* По данным ГГИ.

Все эти реки отличаются большими уклонами и скоростями течения. Территорию полуострова Камчатки и острова Сахалина пересекают многочисленные реки с небольшими водосборными площадями.

Реки бассейна Атлантического океана занимают наименьшую площадь территории СССР (8,8%); они весьма разнообразны по режиму и многочисленны.

Таблица I.3

Основные данные по наиболее крупным рекам мира

Река	Площадь водосбора, тыс. км²	Средний годовой расход, м³/сек	Средний годовой сток, км³
Амазонка	7000	100 000	3150
Конго	3670	43 000	1350
Ганг	2000	38 000	1200
Янцзы-Цзян	1940	22 000	693
Брамапутра	936	20 000	630
Миссисипи	3275	19 000	599
Парана (Ла-Плато)	3000	19 000	599
Енисей	2500	18 600	585
Лена	2472	15 500	489
Ориноко	1086	14 000	441
Ирравади	431	14 000	441
Меконг	810	12 000	378
Св. Лаврентия	1204	11 000	347
Нил	2800	3 000	90

К бассейну Балтийского моря принадлежат бассейны рек Невы, Нарвы, включая бассейн Чудско-Псковского озера, бассейны малых рек, расположенных между Невой и Нарвой, а также бассейны равнинных рек Западной Двины, Немана и др. Для территории, расположенной западнее бассейна р. Нарвы, характерно преобладание малых рек, обилие озер и повышенная заболоченность. Это обусловлено особенностями древнего оледенения и характером рельефа. Наиболее крупные реки Балтийского моря — Нева, Свирь, Волхов — являются теми каналами, через которые крупные озера — Ладожское, Онежское и Ильмень — изливают свои воды в море.

В состав рек бассейна Черного и Азовского морей, расположенных на южной покатости Восточно-Европейской равнины, входят бассейны рек Прута, Днестра, Южного Буга, Днепра, Дона, рек Крыма, Приазовья, Кубани и горных рек, стекающих с южных склонов Главного Кавказского хребта. Самая большая река, впадающая в Черное море,— Дунай; в пределах СССР находятся только ее низовья. Крупные притоки Дуная — Тисса, Прут и Серет — начинаются на территории СССР, в Карпатах. Бассейн Днепра имеет водное соединение с реками Балтийского бассейна, через Днепровско-Бугский канал, соединяющий Днепр с Вислой (в настоящее время требует реконструкции). В 1952 г. Дон был соединен с Волгой Волго-Донским судоходным каналом имени В. И. Ленина. Большинство рек Крыма, область питания которых находится в его горной части, представляет собой небольшие горные потоки, стекающие с южных и северо-западных склонов Крымских гор. Восточная часть Приазовья представлена речными бассейнами малых степных рек, впадающих в Азовское море. К бассейну Азовского моря принадлежит также бассейн Кубани, подавляющая часть которого располагается на склонах Кавказского хребта. В пределах Кавказа к бассейну Черного моря относятся реки, берущие начало на южных склонах Главного

Кавказского хребта. Наиболее значительные из них Риони, Бзыбь, Кодори, Ингури, Цхенис-Цхали.

Арало-Каспийская область замкнутого стока занимает площадь 5,45 млн. $км^2$, что составляет более 23% территории СССР. Эта область включает различные по своим природным условиям районы: часть Восточно-Европейской равнины, горы Кавказа, Тянь-Шаня и Памира, пустыни Казахстана и Средней Азии. Около половины территории Арало-Каспийской области лишено поверхностных водотоков и стока не образует. Около 60% области (2,95 млн. $км^2$) занято речными системами бассейна Каспийского моря. Подавляющую часть этого бассейна составляет бассейн Волги, расположенный преимущественно в пределах Восточно-Европейской равнины. Реки бассейна Волги — типичные равнинные реки с широкими долинами. Лишь притоки Камы, берущие свое начало на западных склонах Уральского хребта, имеют черты горных рек. Ниже устья Камы приточность Волги незначительна, и реки здесь маловодны. Волга соединена с Балтийским морем Волго-Балтийским водным путем, с р. Москвой — каналом имени Москвы и с Черным морем — Волго-Донским судоходным каналом имени В. И. Ленина. Северная часть бассейна Каспийского моря занята реками бассейна р. Урала. Лишь небольшая доля водосбора р. Урала расположена на южной оконечности Уральского хребта, бóльшая же часть бассейна ее находится в пределах Прикаспийской низменности. Кавказская часть бассейна Каспийского моря состоит из большого количества по преимуществу горных рек, из которых наиболее значительны Кура, Кума, Терек, Сулак, Самур. В восточной части бассейна Каспийского моря единственная река Атрек, собирающая свои воды с Копет-Дага, имеет постоянный сток в течение всего года и доносит свои воды до моря. Все остальные реки, включая и Эмбу, являются временными водотоками, действующими только в короткие периоды весеннего половодья.

К бессточной области Средней Азии и Казахстана принадлежат реки бассейна Аральского моря и озер Балхаш, Иссык-Куль и др. Речная сеть на этой территории развита только в горных районах Тянь-Шаня и Памира. По выходе из гор, вступая в засушливые и пустынные районы, реки теряют свои воды за счет испарения, фильтрации и расхода на орошение. К числу главнейших рек бассейна Аральского моря относятся Аму-Дарья и Сыр-Дарья. К бассейну оз. Балхаш принадлежат реки Или, Аягуз, Каратал, Лепса и др. В оз. Иссык-Куль впадает большое количество рек, стекающих со склонов гор, окружающих озеро. На территории Центрального и Южного Казахстана протекают реки: Иргиз, Тургай, Нура и Сары-Су, бассейны которых являются замкнутыми речными системами. Между отмеченными частными областями замкнутого стока расположен ряд относительно небольших речных систем — Зеравшана, Кашка-Дарьи, Таласа, Чу и других, не доносящих своих вод до водоемов.

ЛАНДШАФТ И КЛИМАТ СССР

Обширная территория страны, сложность орографического строения и разнообразие климатических условий обусловливают разнообразие природных условий в целом, последовательное их изменение как по долготе так и по широтам. В пределах СССР выделяются следующие основные географические (ландшафтные) зоны, которые сменяют друг друга в направлении с севера на юг: 1) полярная, 2) тундровая, 3) лесная, 4) степная, 5) пустынная и 6) субтропическая. Между этими зонами нет резких границ, и переход одной зоны в другую совершается постепенно. Поэтому между основными зонами выделяются и переходные: лесотундровая, лесостепная и полупустынная.

Рельеф территории СССР отличается большим разнообразием. От берегов Балтийского моря и западной границы до Уральских гор простилается обширная Восточно-Европейская равнина с невысокими возвышенностями. За Уральским хребтом до р. Енисей раскинулась Западно-Сибирская низменность; на юг простирается Туранская низменность с отметками ниже уровня океана. На огромном пространстве к востоку от Енисея до берегов Тихого океана рельеф значительно сложнее. Здесь располагается огромное по площади Средне-Сибирское плоскогорье, Северо-Сибирская, Центрально-Якутская, Яно-Индигирская и Колымская низменности и горные хребты разной высоты. Почти сплошной пояс высоких горных хребтов тянется вдоль южной и восточной границ Советского Союза. Он состоит из Карпат, Горного Крыма, Кавказа, горных систем Средней Азии, Южной и Северо-Восточной Сибири, горных областей Дальнего Востока. В пределах территории СССР колебание высот превышает 7600 *м*.

Территорию СССР можно разделить на три климатические зоны: с арктическим, умеренным и субтропическим климатом. Арктический климат распространен на широкой полосе суши по берегам Северного Ледовитого океана и на его островах. Он характеризуется продолжительной холодной зимой и коротким прохладным летом. Осадков выпадает от 100 до 300 *мм*. Умеренный климат распространен на большей части территории СССР. На западе страны сильно сказывается влияние теплых и влажных воздушных масс, приходящих с Атлантического океана; по мере продвижения на восток влияние это ослабевает, влияние же арктических воздушных масс возрастает. Поэтому к востоку усиливается континентальность и уменьшается количество выпадающих осадков. В Восточной Сибири под влиянием мощного антициклона сложилась область резко континентального климата. На побережье Тихого океана и его островах — умеренный муссонный климат. Он характеризуется преобладанием в зимнее время ветров, дующих с материка и способствующих созданию ясной, сухой и холодной погоды, а в летнее время — ветров с океана, приносящих много осадков. Субтропический климат в СССР имеет две разновидности: сухой, господствующей на южном берегу Крымского полуострова и в некоторых местах Средней Азии, и влажный, распространенный на Черноморском побережье Кавказа и в отдельных местах южного берега Каспийского моря (район Ленкорани). Сухой субтропический климат отличается высокими летними температурами, очень небольшим количеством осадков и короткой, сравнительно прохладной зимой; влажный субтропический климат характеризуется большим количеством осадков (1000—2500 *мм/год*), жарким летом и теплой зимой.

Для характеристики распределения температуры воздуха над территорией Советского Союза на рис. I. 2 нанесены изотермы самого холодного месяца — января — и самого жаркого — июля. Карта январских изотерм показывает, что по направлению к востоку страны зимние холода распространяются на юг: изотермы идут под углом к параллелям. Средняя январская температура примерно одинакова в Ленинграде и в Астрахани (10° С). В Восточной Сибири, в местах, закрытых горными хребтами, наблюдается ослабление воздушных течений и застой холодного воздуха, спускающегося с гор. Здесь, в районе Верхоянска, замыкается изотерма —50°, ограничивающая самые холодные области СССР.

На распределение тепла летом главное влияние оказывает непосредственное нагревание солнцем суши. Поэтому направление июльских изотерм с небольшими отклонениями соответствует направлению параллелей. Умеряющее действие океана, вследствие его более медленного нагревания по сравнению с сушей, обусловливает более низкую температуру в западной части страны.

Годовое количество атмосферных осадков по территории СССР колеблется в значительных пределах (рис. I. 2). На Черноморском побережье Кавказа годовая сумма осадков составляет 2600 *мм* и более, в то время как в низовьях Аму-Дарьи и на севере Якутии количество осадков едва достигает 100 *мм/год*. Наиболее увлажненными районами являются запад Европейской части Союза, Черноморское побережье, Дальний Восток, юго-восточная часть Камчатки, а также наветренные склоны горных хребтов. На западе Союза, куда приходит влажный морской воздух с Атлантики, осадков выпадает 600—700 *мм/год*. К северу, югу и в особенности к юго-востоку от этого района количество осадков уменьшается. Особенно резко оно уменьшается в Европейской части СССР к юго-востоку и далее к Средней Азии. В центре равнин Средней Азии осадков выпадает меньше 100 *мм/год*; в условиях жаркого климата Средней Азии это привело к образованию больших пустынь. Лишь в предгорьях Памира, Тянь-Шаня и Алтая количество осадков возрастает благодаря тому, что воздух, поднимаясь вверх и охлаждаясь, отдает здесь часть содержащейся в нем влаги. Средняя полоса Европейской части СССР получает 500—600 *мм* осадков в год. К северу от этой полосы количество их уменьшается, за исключением Валдайской возвышенности, где местами выпадает до 650 *мм/год* и более. На большей части территории СССР осадки выпадают главным образом в теплом полугодии. Исключением являются Черноморское побережье Кавказа и Средняя Азия.

В формировании речного стока большое значение имеют снеговые осадки: на большей части СССР снег составляет 25—30% годовой суммы осадков, на севере доля снега повышается до 30—35%, а в южных областях несколько уменьшается. Наибольшая продолжительность залегания снегового покрова (200—220 дней в Европейской части СССР и 240—260 дней в Азиатской) отмечается на Крайнем Севере в зоне тундры. Более раннее исчезновение снегового покрова (в начале марта) наблюдается в западных и южных районах страны. Самые поздние сроки исчезновения снегового покрова (в середине июня) отмечены на севере Азиатской территории СССР. В высокогорных районах и в Центральной части Арктики снежный покров сохраняется круглый год.

С режимом температуры и осадков связана важная гидрологическая характеристика — испарение. Испарение с водной поверхности, характеризующее способность атмосферы поглощать и отводить образующиеся водные пары, есть своего рода показатель влажности климата. Климат считается влажным в тех местностях, где слой выпадающих атмосферных осадков превышает слой испарения с водной поверхности. В таких местностях не могут существовать замкнутые, бессточные и не имеющие выхода в море бассейны. Распределение по территории СССР высоты слоя испарения с водной поверхности иллюстрируется картограммой (рис. I. 3).

Испарение с суши, как правило, меньше испарения с водной поверхности; это происходит потому, что интенсивность испарения ограничивается не только способностью атмосферы поглощать и отводить образующиеся пары, но и наличием влаги на поверхности почвы. Однако при обильном увлажнении и развитии влаголюбивой растительности заболоченные земли могут испарять больше воды, чем находящиеся в сходных климатических условиях открытые водоемы.

Пользуясь уравнением водного баланса и определяя испарение как разность между осадками и стоком, П. С. Кузин [6] построил карту изолиний (рис. I. 4) испарения с поверхности суши. Испарение достигает максимума на южной границе лесной зоны. Уменьшение испарения к северу обусловлено низкими температурами воздуха при обилии влаги, а к югу — недостатком влаги при высоких температурах воздуха. Суммарное испарение с поверхности суши территории СССР составляет



Рис. 1.3. Испарение (в *см*) с водной поверхности (по Б. Д. Зайкову).

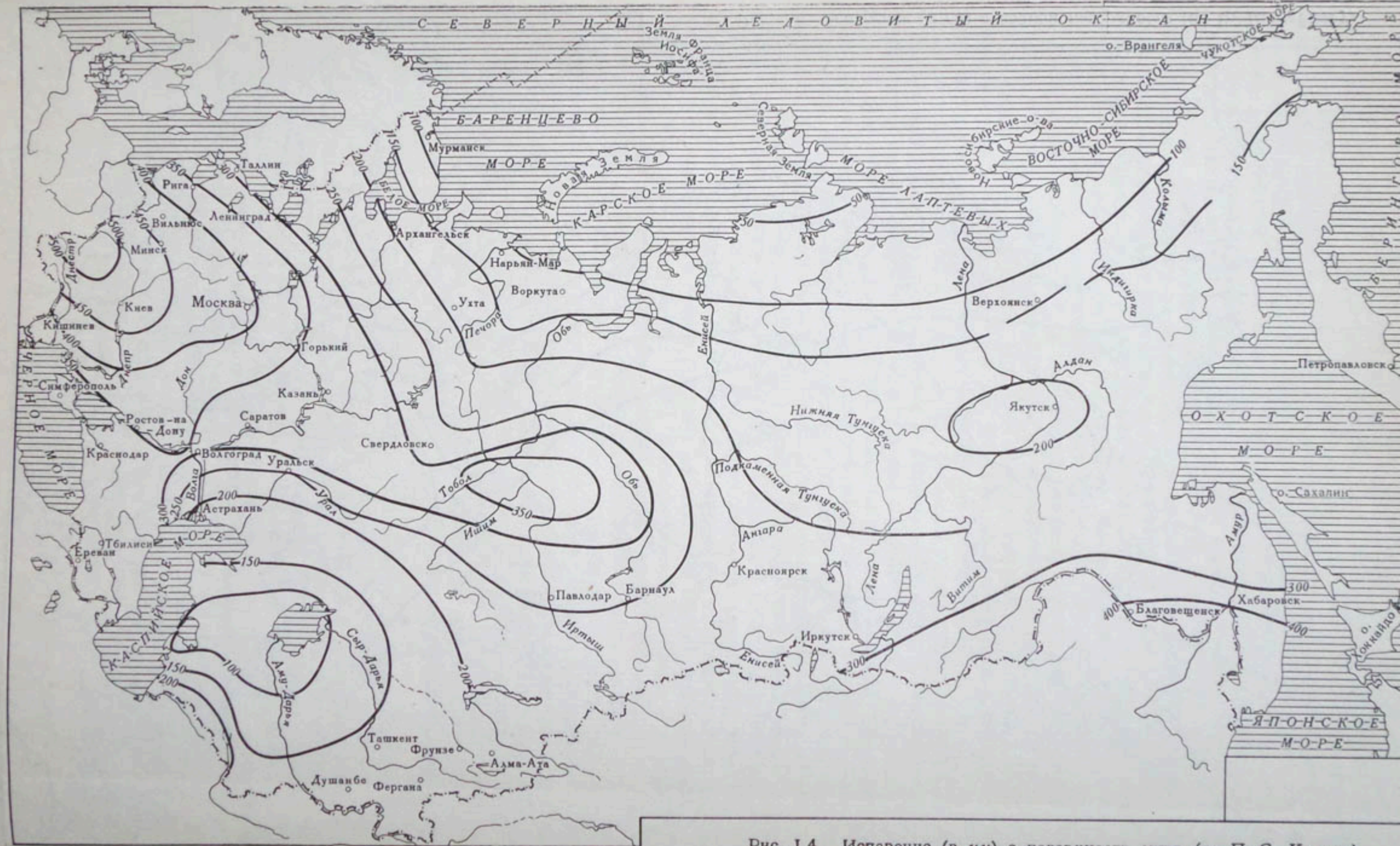


Рис. I.4. Испарение (в *мм*) с поверхности суши (по П. С. Кузнину)

около 200 *мм/год*, т. е. примерно 50% годовой суммы осадков. Поскольку дождемеры, показаниями которых пользуются для определения осадков, дают систематическое преуменьшение их фактического количества, приведенные величины испарения также преуменьшены.

С испарением с водной поверхности и с суши связаны потери воды в водохранилищах. Для вновь создаваемых водохранилищ, образуемых затоплением речных долин, потери воды определяются разностью между испарением с водной поверхности и испарением с суши. Числовые характеристики среднего многолетнего слоя испарения с водной поверхности, суши и потерь на испарение с водных зеркал вновь создаваемых водоемов можно оценить по данным табл. I.4.

Таблица I.4

Водохранилище (река)	Осадки, *мм*	Испарение с суши, *мм*	Сток на площади, занятой водохранилищем, *мм*	Коэффициент стока	Испарение с водной поверхности, *мм*	Потери с зеркала водохранилищ, *мм*
Печорское (Печора) . .	528	197	331	0,63	268	71
Чебоксарское (Волга) . .	470	312	158	0,34	518	206
Нижне-Камское (Кама)	481	312	169	0,35	656	344
Куйбышевское (Волга)	384	266	118	0,31	696	430
Волгоградское (Волга)	376	329	47	0,12	1109	780
Цимлянское (Дон) . . .	390	346	44	0,11	1000	650
Канал Днепр — Кривой Рог	496	471	25	0,05	764	293
Верхнеуральское (Урал)	324	236	88	0,24	642	406
Каратамарское (Тобол)	265	250	15	0,06	765	515
Петропавловское (Ишим)	289	267	22	0,08	576	309
Вячеславское (Ишим)	242	223	19	0,08	789	566
Кенгирское (Сары-Су)	138	138	0	0,00	1162	1024
Чардаринское (Сыр-Дарья)	175	175	0	0,00	1275	1100
Кайраккумское (Сыр-Дарья)	150	150	0	0,00	1307	1157

Общее представление о климате, как о гидрологическом факторе, дает климатическое районирование территории СССР, основанное на классификации его по четырем признакам: влажности, температуре в летнее время, суровости зимы и количеству снежных осадков. Схема климатического районирования СССР показана на карте (рис. I.5).

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ

Сведения о режиме речного стока основываются на наблюдениях, которые ведутся за гидрологическим режимом издавна, преимущественно в связи с различными формами хозяйственного использования рек. С XIX столетия гидрометрические работы постепенно приобретают систематический характер. С 1881 г. начали публиковаться «Сведения о колебаниях уровня воды в реках и озерах Европейской России». С конца XIX — начала XX в. начали более или менее систематически измерять-ся расходы воды главнейших рек.

На реках с устойчивым руслом зависимости между уровнями и расходами воды мало изменяются на протяжении ряда лет и даже десятилетий. Благодаря этому по крупным рекам — Волге, Днепру, Дону и др.— оказался возможным подсчет стока и за минувшие годы, когда велись

только водомерные наблюдения. По таким рекам в настоящее время есть стоковые ряды длительностью около 80 лет.

Изучение рек СССР резко улучшилось после Великой Октябрьской социалистической революции и было поставлено на научную основу. Был создан центральный научно-исследовательский орган — Государственный гидрологический институт (ГГИ). Гидрологические исследования были объединены в системе Главного управления гидрометеорологической службы при Совете Министров СССР.

Наблюдения над основными элементами режима водотоков — колебаниями уровня воды, жидким и твердым стоком, ледотермическим режимом, химическим составом вод — ведутся обширной сетью гидрологических станций и водомерных постов. Эта сеть сильно возрастала по мере того, как возрастали требования различных отраслей народного хозяйства:

На 1.I.1917 г.	На 1.I.1960 г.	На 1.I. 1964 г.
1134	5866	6490

По состоянию на 1 января 1964 г. на реках Союза насчитывалось 6490 опорных гидрологических пунктов гидрометеослужбы; на 4474 таких пунктах изучается сток. Кроме того, ведомственная сеть на 1.I.1964 г. насчитывала около 3000 гидрологических постов и станций.

Длительность рядов наблюдений на действующей гидрологической сети в среднем по Союзу, по данным на 1 января 1964 г., характеризуется следующими цифрами:

Период наблюдений	до 10 лет	11—25 лет	более 25 лет
Процент	30	35	35

В ряде республик Советского Союза, где водные ресурсы особенно интенсивно используются (Грузинская, Армянская, Латвийская, Литовская и др.), сеть станций значительно гуще средней по СССР.

Однако в ряде районов страны (Центральный Казахстан, Восточная Сибирь, Дальний Восток и др.) гидрологическая сеть развита недостаточно и ее густота в этих районах в несколько раз меньше, чем в Европейской части СССР.

В изучении водных ресурсов нашей страны все большее значение приобретают в последние годы стоковые и воднобалансовые станции, на которых детально изучаются основные элементы гидрологического режима и производятся экспериментальные исследования.

В настоящее время намечается дальнейшее развитие гидрологической сети в целом по СССР и в особенности в тех частях страны, которые теперь сильно развиваются, но еще слабо изучены (Казахстан, Сибирь, Дальний Восток). Согласно разработанному Главным управлением гидрометеослужбы плану, в ближайшие 5—6 лет предусматривается массовый перевод гидрологической и метеорологической сети на автоматическую аппаратуру с дистанционной передачей показаний. Таких гидрологических установок намечается осуществить 4500.

Наряду с расширением гидрологических постов со стандартными программами наблюдений сильно возрастет число специализированных станций. Намечается также проведение обширных экспедиционных исследований.

Данные, накопленные к настоящему времени, освещают в основном гидрологический режим рек, сравнительно мало затронутых хозяйственной деятельностью. За последние десятилетия этот режим существенно изменен в результате гидротехнического строительства. Такие реки, как Волга и Днепр превратились в цепи озеровидных водохранилищ. Сток их зарегулирован, и гидрологический режим отличается от естественного.

Процесс этот охватит в недалеком будущем все основные речные системы Советского Союза. Приводимые здесь данные характеризуют естественный гидрологический режим. Изменения его, вносимые хозяйственной деятельностью, рассматриваются в главе IX, посвященной комплексному использованию рек.

ПИТАНИЕ И ВОДНЫЙ РЕЖИМ РЕК СССР

Режим рек формируется в результате сложного взаимодействия климатических факторов с ландшафтом водосбора. Общность климатической обстановки создает сходство между географически близкими реками. Различия климата и ландшафта сообщают каждому водотоку свойственный именно ему индивидуальный характер. Задача гидрологических расчетов заключается в предвидении определяемых режимом реки условий предстоящей работы действующих и проектируемых гидроэлектростанций и гидротехнических сооружений.

Гидроэнергетический потенциал рек зависит от величин их стока и падения, а равномерность выработки энергии — от годовых и сезонных колебаний стока, и от степени его регулирования. Условия возведения и работы гидроэлектростанций связаны также с такими факторами, как сток наносов и ледовый режим. Сжатая характеристика этих составляющих гидрологического режима рек СССР дается в данном параграфе.

Непрерывные колебания климатических факторов порождают подобные же колебания речного стока — периодические, с отчетливо выраженным годовым циклом, и непериодические, отличающие гидрологическую обстановку одного года от других лет. Сложное взаимодействие множества факторов придает колебаниям стока стохастический характер — характер случайного процесса. Такая природа стока предопределяет необходимость вычислять его на длительный многолетний срок на основе вероятностного критерия. Сток предстоящего периода работы проектируемой гидроэлектростанции предсказывается не однозначно, а в вероятностной форме.

В современных исследованиях предвидение колебаний стока опирается на ряд положений; допускается, что:

сток, средний за длительные многолетние периоды, приближается к некоторым, устойчивым для каждой реки значениям, практически не изменяющимся на протяжении сроков службы инженерных сооружений;

колебания годовых величин стока, а также объемов его, за сходные сезоны различных лет подчиняются некоторым определенным для каждой реки распределениям вероятностей; выражением этих распределений служат кривые обеспеченности.

В некоторых случаях, при расчетах многолетнего регулирования стока учитывается прослеживаемая в колебаниях стока тенденция к образованию затяжных группировок маловодных и многоводных лет.

Вероятностное предвидение колебаний стока по годам дополняется календарным предвидением сезонных явлений — весеннего половодья, низкого стока летом, прерываемого эпизодическими дождевыми паводками, и т. д. Сочетание этих форм предвидения открывает достаточные возможности для обоснованного решения технических и экономических задач по использованию водных ресурсов.

Характер закономерностей, проявляющихся в колебаниях стока и используемых для его предвидения, отражается на всей методике гидрологических, водохозяйственных и водноэнергетических расчетов. Каждый этап предстоящей работы гидростанций приходится рассматривать как бы во множестве вариантов, поскольку неизвестно, какова будет водность реки в годы, когда ожидается наступление этого этапа. Важ-

нейшим нормативом гидроэнергетики становится так называемая расчетная обеспеченность — вероятность наступления лет со стоком, достаточным для выработки количества энергии, по которому определяется гарантируемое участие гидроэлектростанции в балансе мощностей энергосистемы.

Использующие речной сток установки проектируются в предположении, что климатические и гидрологические условия в период их работы будут близки к тем, которые наблюдались в прошлом. Допущение относительной устойчивости климата и связанных с ним гидрологических процессов лежит в основе всей современной практики водохозяйственного, и, в частности, гидроэнергетического строительства.

За периоды большой длительности климат земного шара существенно меняется. Немногим более десяти тысячелетий отделяют современную эпоху от последнего оледенения. За более близкий к нам период, примерно за тысячу лет, климат, по-видимому, изменился мало. На это указывают исторические и летописные материалы, из которых можно сделать вывод, что типы погоды и гидрологических явлений были несколько столетий тому назад в общем сходны с современными. Однако регулярные измерения температуры, начавшиеся в некоторых пунктах около 200 лет назад, свидетельствуют, что на протяжении последнего столетия наблюдается постепенное потепление климата Северного полушария. Потепление отмечено по многим метеорологическим станциям в СССР и за рубежом. Темп потепления — от 1 до 2° С за столетие. Потепление особенно заметно в зимний сезон.

Есть и косвенные указания на потепление. Установлена тенденция к повышению температуры поверхности северной части Атлантического океана, зарегистрировано отступление ледников, снеговой линии, удлинение безморозного периода, миграция на север животных и растительных видов и т. д.

В современной климатологии нет общепринятого объяснения наблюдавшемуся изменению климата. Существуют попытки связать эти изменения с колебаниями солнечной радиации. Однако достоверных доказательств такой зависимости нет.

Наблюдения за речным стоком не дают определенных указаний в отношении направленных изменений водности рек. Не удается проследить в ходе стока и сколько-нибудь отчетливо выраженной многолетней периодичности, в частности периодичности, связанной с 11-летним циклом изменения солнечной активности. Поскольку причины изменений и колебаний климата и связанного с ним стока остаются невыясненными, постольку не удается с достоверностью предсказать дальнейший ход изменений. Различные исследователи высказывают подчас в корне противоречивые мнения. Некоторые считают, что период потепления в настоящее время закончился и сопровождающие его тенденции в ходе стока нельзя распространять на будущее. Есть и противоположные суждения.

Неясность тенденций, которые проявятся в предстоящих изменениях климата и стока, не лишает практической ценности выводы гидрологических расчетов и опирающихся на них проектных работ. Изменения гидрологического режима за истекшее столетие не улавливаются анализом именно потому, что за такой срок режим не успевает существенно измениться. Это положение позволяет проектировать будущий режим работы гидроэлектростанций в расчете на сток и его колебания, наблюдавшиеся в прошлом.

Все сказанное относится к естественному стоку. Человеческая деятельность, преобразуя ландшафт водосборов, также отражается на режиме рек. Влияние на речной сток собственно водохозяйственных мероприятий, а именно: изъятия стока на орошение, промышленное и питьевое водоснабжение, регулирования стока, переброски воды в другие

бассейны, испарения с водной поверхности водохранилищ и других мероприятий — в основном удовлетворительно оцениваются современными гидрологическими расчетами и учитываются при планировании. Более сложным является воздействие на режим рек агротехнических и лесотехнических мероприятий — распашки целины, снегозадержания, вырубки лесов, лесонасаждения. Влияние на речной сток этих мероприятий зависит от сложного сочетания природных и хозяйственных факторов. Качественно высокая агротехника способствует снижению поверхностного весеннего стока и усилению меженного грунтового питания рек. Надежная количественная оценка изменений, вносимых в режим речного стока агротехническими мероприятиями, требует глубокого и длительного изучения, в настоящее время только начинающегося. Результаты исследований позволят более обоснованно судить о влиянии этих мероприятий на гидрологический режим, но не изменят, однако, сколько-нибудь существенно общую оценку водных и водноэнергетических ресурсов. В особенности это относится к гидроэнергетике. Сток степных рек, на котором преимущественно сказывается агротехника, составляет относительно незначительную долю общего стока рек СССР и ничтожную долю его гидроэнергетического потенциала. Ресурсы стока образуются в основном за счет рек лесной полосы, а также горных рек, гидроэнергетическое значение которых особенно велико.

Перед наукой стоит задача преобразования природы и климата, в частности, в направлении, позволяющем наиболее эффективно использовать природные ресурсы отдельных территорий и страны в целом.

В результате достигнутого прогресса науки и техники появляется принципиальная возможность активного воздействия на некоторые метеорологические процессы. Так, представляется возможность воздействовать при помощи крупных гидротехнических сооружений на морские течения, а следовательно и на температуру моря; ставится вопрос о технических возможностях и практической целесообразности воздействия на льды Северного Ледовитого океана и на снеговой покров путем уменьшения отражательной способности их поверхности; высказываются также мнения о воздействии на влагооборот изменением циркуляции атмосферы путем утепления Арктики, а также ряд других проблем.

Преобразование климата привело бы, очевидно, к существенному изменению речного стока. Однако в условиях, когда проблема преобразования климата только ставится, нет оснований вносить какие-либо коррективы в характеристики стока, наблюдавшиеся в прошлом, при планировании будущей работы гидротехнических сооружений.

Основными источниками питания рек являются сезонные снега, дожди, подземные воды, вечные снега и ледники. В зависимости от удельного веса отдельных источников питания и их изменений в течение года определяется водный режим рек и распределение их стока внутри года. Большая часть территории Советского Союза занята бассейнами рек чисто снегового, преимущественно снегового и смешанного (с преобладанием снегового) питания.

Реки чисто снегового питания протекают в засушливых степных и полупустынных районах страны — в Нижнем Поволжье, Казахстане, Причерноморской низменности (район Нижнего Днепра). К этому типу рек относятся, например, Самара, Волчья, Еруслан, Большой и Малый Узень, Сакмара, Эмба, Нура, Сары-Су и др. В бассейнах этих рек дожди, вследствие сухости климата, не дают стока, а глубоко залегающие грунтовые воды почти не участвуют в питании рек.

К рекам преимущественно снегового питания относятся почти все большие реки: Волга, Днепр, Дон, Печора, Северная Двина, Обь, Енисей, Лена и др.

Реки северо-запада Европейской части СССР (Волхов, Нева, Западная Двина, Неман и др.), а также реки горных районов Кавказа, Средней Азии, Алтая (за исключением высокогорных областей), относятся к типу рек смешанного питания с преобладанием снегового. В бассейнах этих рек благодаря обилию дождей и благоприятным условиям дождевого стока возрастает удельный вес дождевого питания за счет некоторого снижения роли талых вод.

Реки с преобладанием дождевого питания занимают значительно меньшую территорию. Они встречаются в Колхидской низменности, Ленкорани и на Дальнем Востоке.

В горных районах с увеличением высоты возрастает доля снегового питания, а выше границы вечных снегов в питании рек возрастает роль вечных снегов и ледников. В последнем случае появляются типы рек смешанного питания с преобладанием ледникового и преимущественно ледникового питания. К этому типу могут быть отнесены верховья рек Зеравшана, Соха, Исфары и др.

Основная характеристика водоносности реки — ее средний многолетний сток. Суммарный средний годовой сток всех рек Советского Союза, по данным ГГИ, составляет округленно 4340 $км^3$ (табл. I.5), что составляет около 12% общего объема стока рек земного шара, исчисляемого в 37 000 $км^3$, и 28% суммарного стока рек Европы и Азии.

В Советском Союзе резко выступают два основных направления стока: в Европейской части большинство рек переносит свои воды на юг

Таблица I.5

Бассейн	Площадь бассейна, тыс. $км^2$	Сток	
		$км^3$/год	$л/сек/км^2$
Бассейн Атлантического океана			
Балтийское море	640	168	8,4
Черное и Азовское моря	1 329	146,3	3,5
По бассейну	1 969	314,3	5,1
Бассейн Северного Ледовитого океана			
Баренцево и Белое моря	1 250	417,7	10,6
Карское море	6 200	1337,2	6,9
Море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря	5 162	1056,4	6,5
По бассейну	12 612	2811,3	7,1
Бассейн Тихого океана			
Берингово, Охотское и Японское моря	3 508	938,3	8,5
По бассейну	3 508	938,3	8,5
Арало-Каспийская область замкнутого стока			
Каспийское море	2 950	301,4	3,2
Аральское море и другие бессточные озера Средней Азии и Казахстана	2 500	113,3	1,4
По бассейну	5 450	414,7	2,4
По СССР	23 539	4481,6	
В том числе воды, поступающие из зарубежных стран	1 269	138,4	
Всего в пределах СССР	22 270	4340,2	6,2

в районы недостаточного увлажнения. Водные ресурсы этих рек могут служить источником для орошения и обводнения засушливых территорий. Реки Азиатской части — Обь, Енисей, Лена и другие,— наоборот, переносят свои воды на север в районы избыточного увлажнения.

Удельную водоносность территории, образующей речные водосборы, характеризует средний многолетний расход воды с одного квадратного километра, обычно называемый нормой стока. Картограмма нормы стока, построенная Государственным гидрологическим институтом, изображена на рис. I.6. Распределение среднего многолетнего стока (нормы стока) по территории СССР подчинено широтной и вертикальной (в горных районах) зональностям. Это проявляется в закономерном уменьшении водности рек, например, для Европейской части в направлении с севера на юг. В направлении с запада на восток норма стока уменьшается под влиянием уменьшающейся увлажненности и возрастающей континентальности климата. Наиболее отчетливо широтная зональность в распределении нормы стока прослеживается в равнинных районах — Восточно-Европейской равнине и Западно-Сибирской низменности. Уменьшение нормы стока к северу в зоне тундры объясняется уменьшением количества осадков, в результате чего, несмотря на очень малые потери на испарение, удельная водность рек падает. Резкое падение нормы стока по направлению к югу объясняется уменьшением количества осадков и увеличением потерь на испарение.

В горных районах, как указывалось, отмечается вертикальная зональность в распределении стока, которая выражается в закономерном увеличении нормы стока с увеличением высоты бассейна. Это обусловливается тем, что с повышением местности количество осадков увеличивается, а испарение уменьшается. На распределение стока в горных районах, помимо высотного положения, большое влияние имеет и расположение горных склонов: открыты они для влагоносных ветров или защищены от них. В результате этого горные районы Крыма, Кавказа, Средней Азии, Алтая, Саян характерны сложным распределением стока.

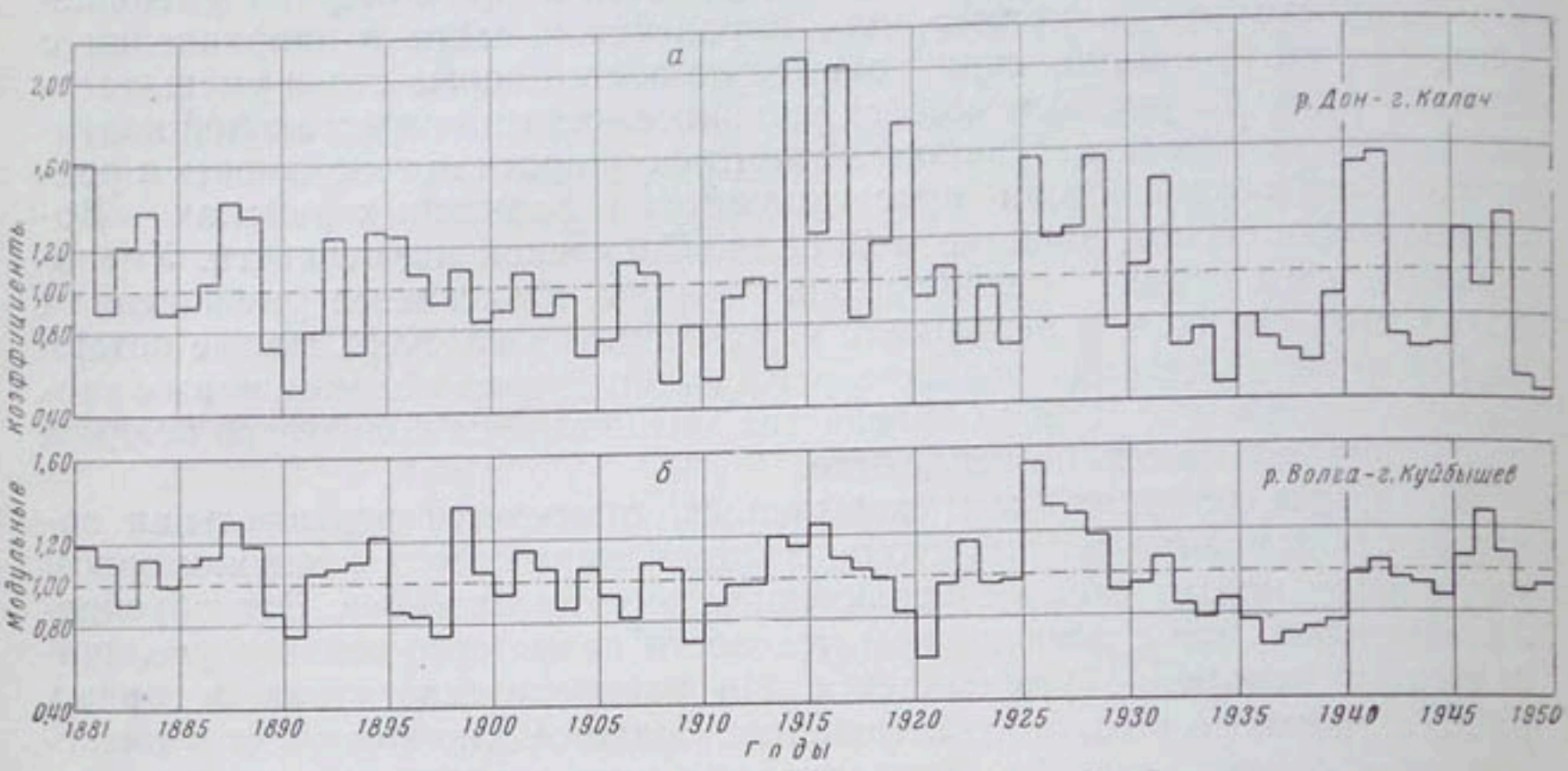
Норма стока для всей территории СССР составляет 6,2 *л/сек/км*^{2}. Наибольшая удельная водоносность свойственна бассейнам черноморского склона главного Кавказского хребта. Здесь норма стока приближается к 100 *л/сек/км*^{2}. В Среднеазиатских пустынях сток практически отсутствует; таким образом, наименьшая норма стока на территории Советского Союза близка к нулю. К засушливым местностям понятия нормы стока по сути дела не применимы: малый водосбор может давать некоторый сток, но по мере продвижения по склонам и по речной сети вода испаряется.

Колебания годовых величин стока — различия между маловодными, средними и многоводными годами — существенно влияют на условия гидроэнергетического использования рек. По данным ГГИ, суммарные годовые водные ресурсы рек СССР отличаются небольшими колебаниями. Так, в многоводные годы они возрастают, а в маловодные — уменьшаются по сравнению с нормой всего лишь на 5—10%. Колебания стока в бассейнах отдельных рек более значительны и зависят от географического положения бассейна и размера площади водосбора. Так, в бассейне Волги, Дона и Днепра сток в многоводные годы превышает норму в 1,5—2 раза, а в маловодные годы снижается до 0,6—0,7 от нормы; в бассейнах северной части Европейской территории (реки Печора, Северная Двина) сток увеличивается в многоводные годы в 1,5—1,2 раза, а в маловодные годы уменьшается в 1,4—1,2 раза. На крупнейших реках Сибири — Оби, Енисее, Лене, Колыме — сток в многоводные годы составляет 1,2—1,3 от нормы годового стока, а в маловодные годы — 0,5—0,8. В бассейне Амура годовой сток по отношению к норме колеблется от 1,7—1,5 до 0,6—0,5. Наибольшие колебания стока наблюдаются

на реках засушливых районов Прикаспийской низменности и Казахстана, где в многоводные годы сток по сравнению со средним увеличивается в 2—3,5 раза, а в маловодные годы падает почти до нуля.

Колебания годового стока обычно характеризуются коэффициентом изменчивости (вариации) C_v, представляющим собой среднее квадратичное отклонение годовых величин стока X_i, выраженное в долях от среднемноголетней величины его X_0

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum\left(\frac{X_i}{X_0} - 1\right)^2}{n-1}}.$$



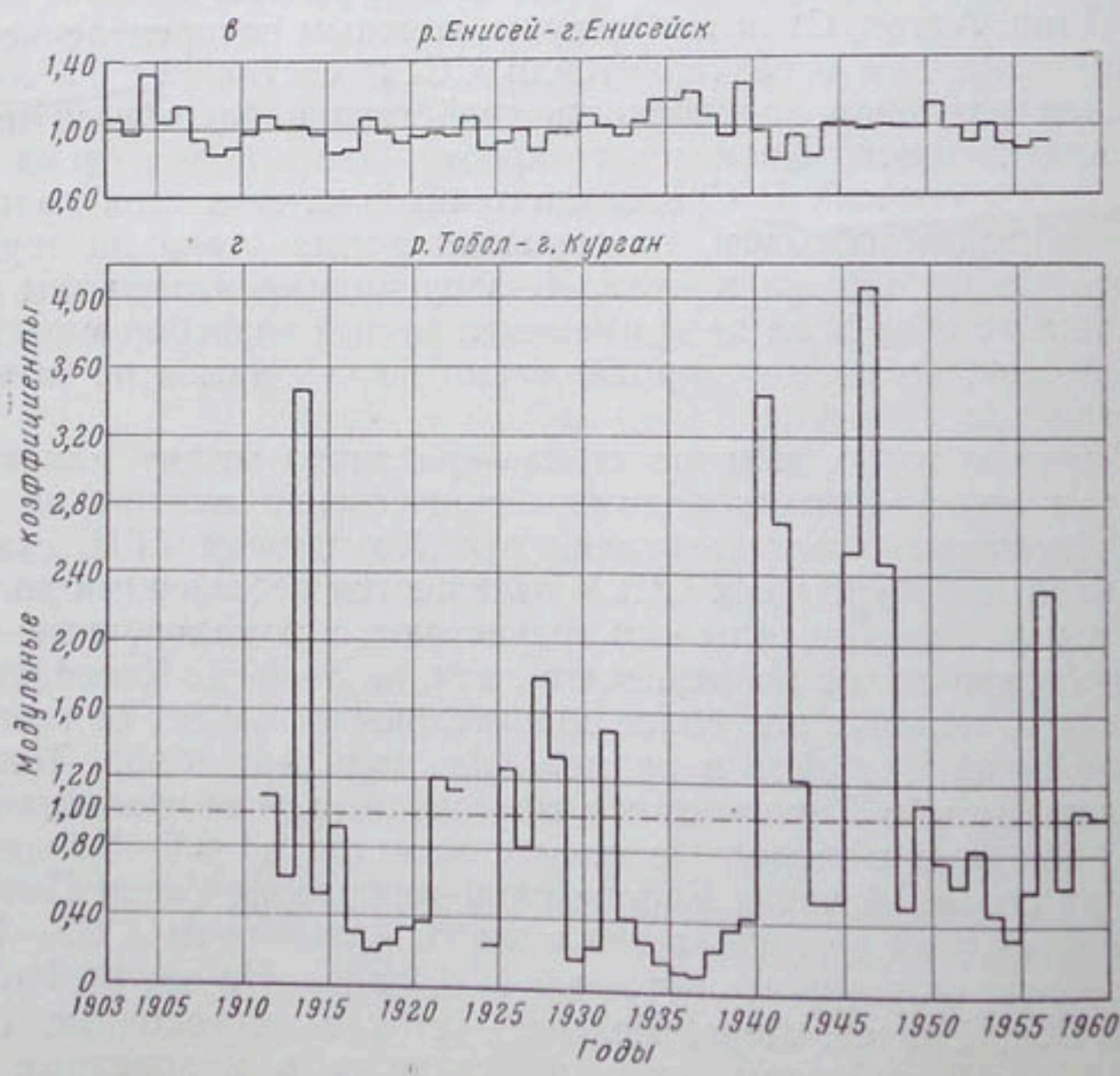


Рис. I.7. Диаграмма многолетних колебаний средних годовых расходов воды рек
а — Дона; *б* — Волги; *в* — Енисея; *г* — Тобола

Чем больше коэффициент вариации, тем больше колебания годового стока. Коэффициент изменчивости годового стока в общем тем выше, чем засушливее водосборы рек — чем ниже их норма стока. Наименьшую изменчивость показывают горные реки, питающиеся за счет таяния горных льдов и снегов. Коэффициенты изменчивости годового стока таких рек обычно не достигают 0,2. Для рек равнинных районов с избыточным увлажнением характерны значения коэффициентов изменчивости годовых объемов стока 0,2—0,3. В засушливых районах коэффициент изменчивости повышается. В соответствии с этим на равнинной территории изменчивость годового стока, как правило, возрастает с севера на юг. На юго-востоке Восточно-Европейской равнины, в засушливых районах Арало-Каспийской низменности и Центрального Казахстана он достигает 1—1,2 и более. В горных районах страны, где коэффициент и норма стока резко возрастают с увеличением высоты местности, изменчивость годового стока с увеличением высоты уменьшается. Так, на реках Северного Кавказа коэффициент вариации достигает 0,4—0,5, в то время как в высокогорной части Большого Кавказа он не превышает 0,10.

Для иллюстрации на рис. I.7 приведены многолетние колебания средних годовых расходов Енисея у г. Енисейска, Волги у г. Куйбышева, Дона у г. Калача и Тобола у г. Кургана (коэффициенты изменчивости годового стока этих рек составляют соответственно 0,12, 0,20, 0,40 и 1,0).

Наблюдения показывают, что маловодные и многоводные годы на реках часто наступают группами по несколько лет подряд. Периоды обилия и недостатка воды сменяют друг друга без правильной периодичности. Такие циклы прослеживаются в частности на рис. I.7.

Причины, порождающие эти циклы (прослеженные рядом исследователей также в ходе метеорологических явлений), неясны; по-видимому, они отражают известную инерцию, проявляющуюся в гео- или гелиофизических процессах. Однако попытки связать цикличность в многолетних колебаниях стока с индикаторами солнечной деятельности, в частности с известными числами солнечных пятен Вольфа, до сих пор не дали обнадеживающих результатов.

Современные энергетические системы объединяют гидроэлектростанции, расположенные на различных реках, иногда удаленных одна от другой на тысячи километров. В таких условиях представляет интерес выяснить, в какой мере совпадают по времени много- и маловодные периоды на различных речных бассейнах — синхронность колебаний их стока.

Известное суждение о наличии синхронности в многолетнем ходе стока отдельных речных систем может дать сопоставление коэффициентов изменчивости стока отдельных рек, взятых изолированно со значением этой характеристики, относящейся к совокупному стоку с более или менее обширных территорий. Результаты подобного исследования, выполненного Н. В. Сомовым, представлены в табл. I.6.

Различие в сезонном и многолетнем ходе стока используемых рек может создать благоприятные условия для работы гидроэлектростанций

Таблица I.6

Коэффициенты изменчивости (вариации) стока крупных рек СССР

Варианты стока	Европейская часть СССР	Центральная Сибирь и Средняя Азия	В целом по СССР
Годовой сток отдельных рек	0,14—0,40	0,11—0,28	0,11—0,40
Совокупный годовой сток	0,13	0,10	0,09
Меженный сток отдельных рек	0,22—0,42	0,10—0,27	0,10—0,42
Совокупный меженный сток	—	0,09	0,10

во взаимно-компенсирующем режиме и повысить их суммарный энергетический эффект. Однако исследования показывают, что в пределах Европейской части возможности эти ограничены. Сезонный ход стока рек на большей части этой территории в основных чертах сходен, хотя и сдвинут по времени; в многолетних колебаниях стока, хотя полного совпадения и нет, все же маловодные циклы наблюдаются на реках различных бассейнов, преимущественно одновременно. В распоряжении крупных гидроэлектростанций Европейской части нет больших регулирующих емкостей, которые могли бы быть использованы для перераспределения стока между годами. Это не позволяет здесь значительно повысить энергетический эффект гидравлических установок за счет несовпадения многоводных и маловодных периодов на разных реках. Примером более благоприятной обстановки могут служить каскады гидроэлектростанций на р. Ангаре и р. Енисее. Гидрологический режим этих рек существенно различен. Многолетние параллельные наблюдения показывают, что циклы маловодных и многоводных лет наступают на них, как правило, не одновременно. Сезонные колебания стока Ангары и Енисея также существенно различны. Неодинаковы и регулирующие способности водохранилищ Ангарского и Енисейского каскадов. Все это создает благоприятные водохозяйственные предпосылки для выравнивания суммарной выработки энергии этих гидроэлектростанций при совместной их работе во взаимнокомпенсирующем режиме.

Сезонное распределение стока зависит от участия в его формировании основных видов питания — талых и дождевых вод и подземного стока. Значение каждого из них и соотношения между ними определяются климатом и ландшафтом водосбора.

Большей части территории Советского Союза свойственно отчетливо выраженное весеннее половодье. Сток его на реках средней полосы Европейской части и Западной Сибири близок к 50% годового. На Дальнем Востоке, где зимы малоснежны, а летние осадки обильны, сток весеннего половодья составляет до 30—40% годового. В засушливых районах, где другие виды питания рек скудны, доля весеннего стока повышается. В Южном Заволжье, Северном и Центральном Казахстане и предгорьях Средней Азии она достигает 90—95% годового стока (повышается доля весеннего стока; абсолютная величина его, отнесенная к 1 $км^2$ водосбора, в засушливых областях ниже, чем во влажных).

Для горно-снегового питания характерно постепенное отступление с ходом весны и лета снеговой линии в высокогорные части водосбора — в область ледников и вечных снегов. Половодье растягивается и охватывает весь теплый сезон с пиком, смещенным с весны на лето. Такой режим свойствен ряду рек Средней Азии и Закавказья. Он отвечает интересам поливного земледелия, так как высокий сток совпадает с вегетационным периодом. В частности, подобным режимом обладают Среднеазиатские реки Сыр-Дарья и в особенности Аму-Дарья.

Дождевые паводки наблюдаются на реках почти всей территории СССР. Только на реках полупустынной зоны от низовьев р. Волги до Алтая таких паводков не бывает. На реках севера Европейской части СССР осенние паводки проходят почти ежегодно. Многократные паводки наблюдаются в теплые времена года на реках Урала. Степной части Украины свойственны очень высокие ливневые паводки, превышающие в некоторые годы максимумы весенних половодий даже на крупных реках.

На Дальнем Востоке обильные дожди, приносимые летними муссонами, вызывают общее повышение стока. Летние паводки сливаются в половодье, над которым возвышаются пики, порождаемые особо сильными дождями. Дождевое питание составляет значительную долю питания также и рек Кавказа.

Подземное питание рек отличается устойчивостью. Оно поддерживает сток в периоды, когда поверхностное питание прекращается. Наиболее значителен грунтовый сток в районах с влажным и мягким климатом. Таковы условия на западе Европейской части СССР, где подземное питание оценивается величиной до $^1/_3$ годового стока рек. В зоне вечной мерзлоты и в засушливых областях Юго-Востока грунтовый сток мал и быстро иссякает при прекращении питания. Реки, даже значительные, промерзают и пересыхают.

Таблица I.7

Характерное внутригодовое распределение годового стока на реках СССР

Район	Сезонный сток, % годового		
	Весна	Лето — осень	Зима
Южная часть Заволжья, южное Приуралье, Северный и Центральный Казахстан, предгорья горных систем Средней Азии и Алтая	90—95	4—8	1—2
Восточная Сибирь — Лено-Вилюйское междуречье	70—80	15—25	<5
Северная часть Европейской территории СССР (за исключением озерных рек и Прибалтики)	55—65	25—35	10—20
Запад и юго-запад Европейской части СССР	30—50	30—35	20—35
Западная Сибирь	45—55	35—45	10 и <
Крайний север и северо-восток Сибири	40—50	45—55	<5
Дальний Восток, Камчатка, Забайкалье, Яно-Индигирский район	30—40	56—65	<5

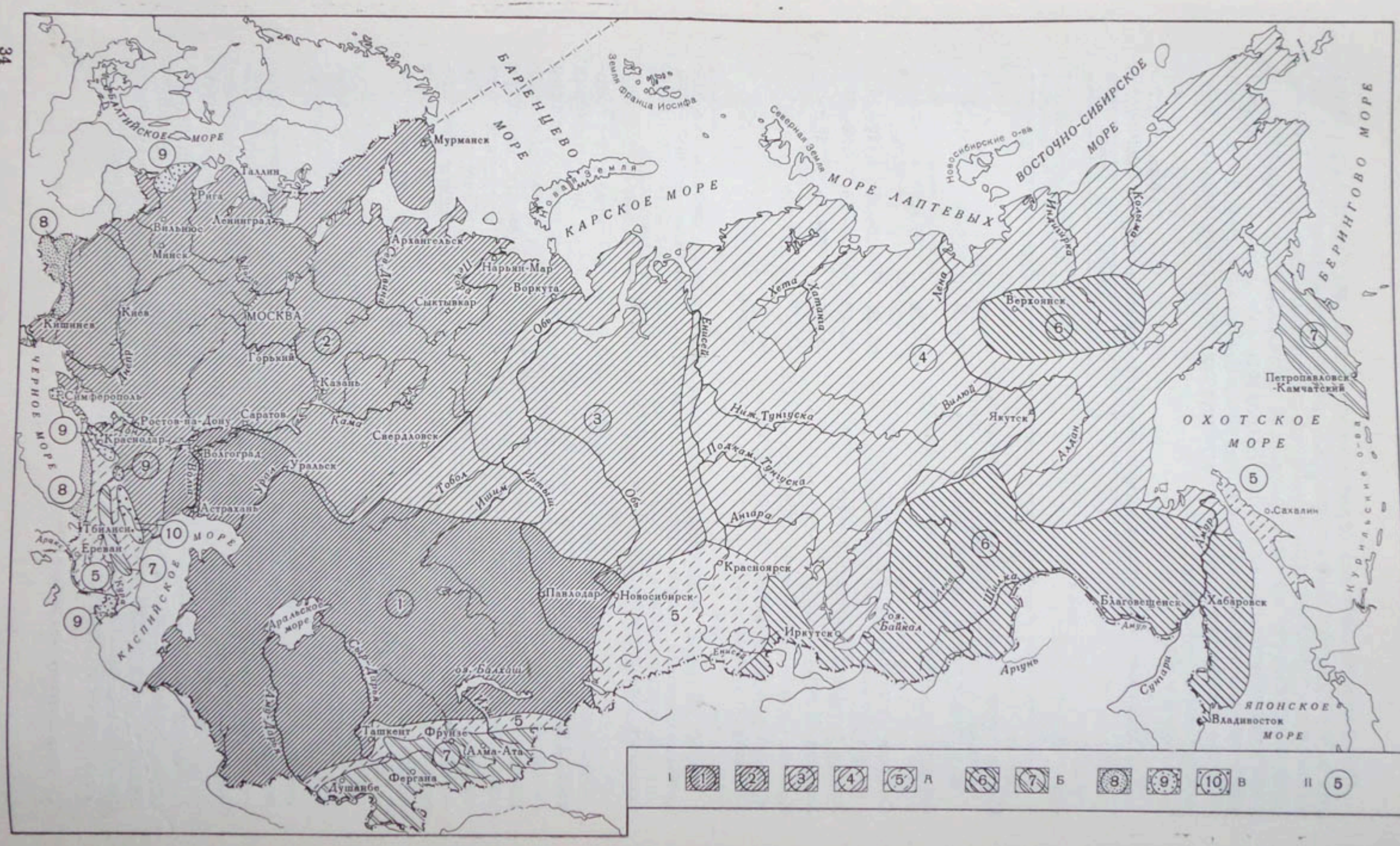
Примечания. 1. На озерных реках доля весеннего стока уменьшается с увеличением озерности, а доля летне-осеннего и зимнего соответственно увеличивается.

2. В горных районах с увеличением высоты речных водосборов постепенно снижается доля весеннего стока и соответственно повышается доля летнего.

Различные сочетания видов питания создают те или иные типы годовых гидрографов, характеризующих распределение стока на протяжении годового цикла. Классификации рек по признакам их питания и режима посвящено большое количество работ. Одна из первых работ, заложившая основы научной гидрологии и не потерявшая значения, несмотря на давность (1884 г.), принадлежит А. И. Воейкову. В последние годы классификации, относящиеся преимущественно к рекам Советского Союза и дающие не только качественные, но и количественные характеристики режима стока, даны многими авторами. Следуя в основном Б. Д. Зайкову [4], можно выделить на территории СССР три основные группы рек, разделяющиеся на ряд типов.

Распределение рек по группам и типам показано на рис. I.8; там же приведены гидрографы рек, относящиеся к различным типам. Соотношения между сезонным стоком для ряда районов СССР иллюстрируются данными, приведенными в табл. I.7.

Первая наиболее обширная группа включает реки с весенним половодьем. Реки северной окраины Арало-Каспийской низменности и Южного Заволжья отличаются резко выраженными весенними половодьями и низким стоком в остальное время года. Половодье — короткое, обычно меньше месяца. После спада половодья многие из рек района пересыхают до следующей весны. Дождевых паводков — летних и осенних — не бывает, так как выпадающие дожди впитывает иссушенная почва. Реки рассматриваемого типа энергетического значения не имеют.


БАРЕНЦЕВО МОРЕ
КАРСКОЕ МОРЕ
МОРЕ ЛАПТЕВЫХ
ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЕ МОРЕ
БЕРИНГОВО МОРЕ
ОХОТСКОЕ МОРЕ
ЯПОНСКОЕ МОРЕ
БАЛТИЙСКОЕ МОРЕ
ЧЕРНОЕ МОРЕ
КАСПИЙСКОЕ МОРЕ
Земля Франца Иосифа
Новая Земля
Северная Земля
Новосибирские о-ва
о. Сахалин
Мурманск
Таллин
Рига
Вильнюс
Ленинград
Минск
Архангельск
Нарьян-Мар
Воркута
Сыктывкар
МОСКВА
Киев
Кишинев
Горький
Казань
Свердловск
Симферополь
Ростов-на-Дону
Саратов
Краснодар
Волгоград
Уральск
Астрахань
Тбилиси
Ереван
Красноярск
Павлодар
Новосибирск
Иркутск
оз. Байкал
Якутск
Верхоянск
Благовещенск
Хабаровск
Петропавловск-Камчатский
Владивосток
Ташкент
Фрунзе
Алма-Ата
Фергана
Душанбе
Обь
Енисей
Лена
Хета
Хатанга
Анадырь
Колыма
Индигирка
Вилюй
Амур
Зея
Шилка
Аргунь
Сунгари
Ангара
Подкам. Тунгуска
Нижн. Тунгуска
Тобол
Ишим
Иртыш
Урал
Волга
Кама
Днепр
Сев. Двина
Печора
Онега
Аральское море
оз. Балхаш
Сыр-Дарья
Амударья
I
II
А
Б
В

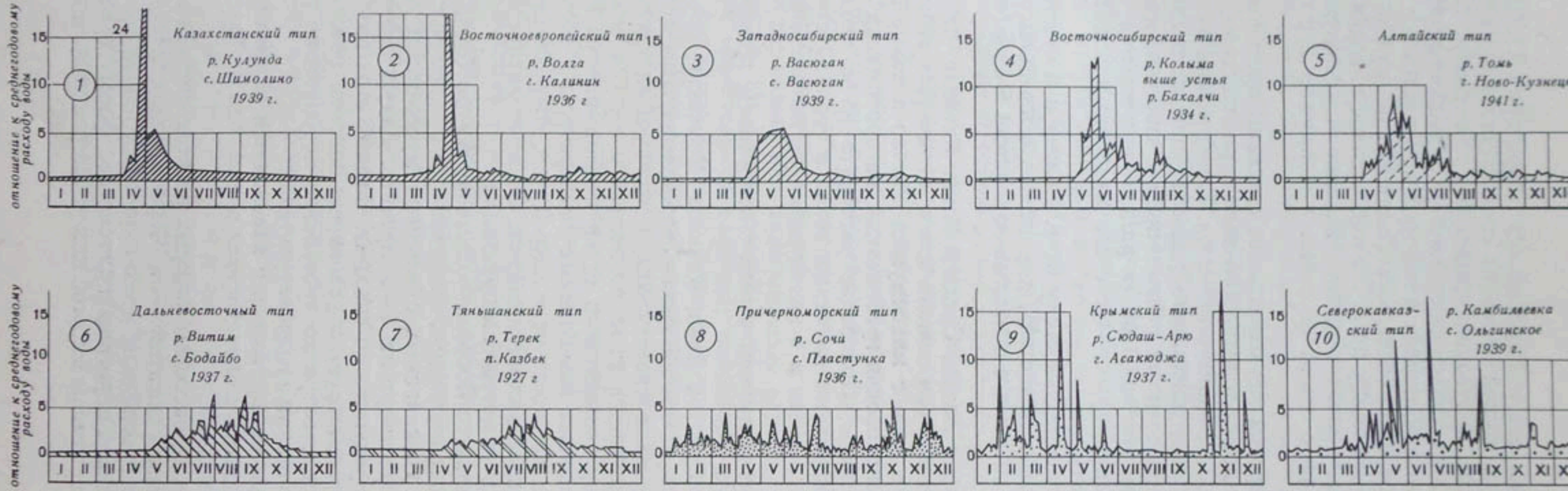


Рис. I.8. Карта классификации рек (по Б. Д. Зайкову)

Рекам большей части Европейской территории СССР свойственны высокие половодья весной и низкий сток в остальное время года, прерываемый в теплом полугодии дождевыми паводками. На севере осеннее повышение стока наблюдается ежегодно. Типичны два максимума и два минимума стока. Главный максимум приходится на весеннее половодье, второй — на осенний период. Главный минимум относится к концу зимы, второй — к концу лета. На юге осенние паводки не регулярны, в некоторые годы проходят зимние паводки, вызываемые оттепелями. Типичен гидрограф с одним весенним максимумом и с одним осенним минимумом.

Западно-Сибирский тип охватывает бассейны среднего и нижнего течения Оби. Весеннее половодье невысоко и распластано, летний и осенний сток повышены, зимний сток низок. Такой режим объясняется регулирующим действием равнинного рельефа, способствующего образованию широких заболоченных речных пойм с многочисленными озерами на них. В нижнем течении Оби (в районе намечаемой Нижне-Обской гидроэлектростанции) половодье с его медленным подъемом и спадом занимает почти весь год.

Реки, протекающие к востоку от р. Енисея и к северу от Саян (за исключением горных областей), характеризуются невысоким половодьем, ежегодными летними и осенними паводками и очень низким зимним стоком.

Сток горных рек Алтая, Средней Азии, Кавказа, бассейны которых расположены ниже линии вечного снега, отличается невысоким продолжительным половодьем с максимумом обычно в конце весны — начале лета. Гидрограф половодья гребенчатый, на протяжении лета чередуются подъемы и спады. Половодье растянуто из-за неодновременности снеготаяния в различных высотных зонах в горах. Летний сток постепенно снижается к осени и в целом довольно высокий, зимний сток незначителен.

Ко второй группе относятся реки с половодьем, приуроченным к теплому полугодию.

Горные реки Средней Азии, Кавказа, Камчатки, бассейны которых расположены выше снеговой линии, характеризуются летним половодьем, образующимся за счет таяния высокогорных снегов и ледников. Половодье растягивается из-за постепенного отступления вверх области таяния. На волну повышенного стока накладываются пики отдельных паводков, вызываемых колебаниями температуры и дождями. К этому типу относятся в частности реки Сыр-Дарья, Аму-Дарья и Терек. Многолетняя изменчивость стока невелика, сезонное распределение в общих чертах соответствует интересам ирригации.

Стоку рек Дальнего Востока — бассейну Амура (Зея, Бурея и др.) — свойственно летнее половодье, возникающее в итоге наложения друг на друга паводков, создаваемых обильными муссонными дождями. Сезон высокого стока растянут на 4—6 месяцев. Гидрограф — многовершинный, подъемы чередуются со спадами. Зимний сток низок, так как вечная мерзлота препятствует образованию запасов подземных вод. Для рек этого типа целесообразно проведение мероприятий по борьбе с наводнениями в сочетании с гидроэнергетикой.

Третья группа состоит из рек с паводочным режимом, т. е. без ежегодно повторяющегося в определенное время года и образующего общую волну повышения стока.

На малых реках, бассейны которых расположены невысоко в горных районах с теплым климатом — на Черноморском побережье Кавказа, в Карпатах,— на протяжении всего года более или менее часто проходят дождевые паводки. Гидрограф приобретает форму гребня с примерно одинаковой во все сезоны высотой пиков. На реках предгорьев северного

склона Кавказского хребта паводки наблюдаются в теплое время года, зимой сток понижен. В районах, где зима неустойчива, а зимние осадки относительно обильны, паводки проходят преимущественно зимой и весной; летом и осенью они редки. Такие условия характерны для рек, стекающих с гор Крыма, рек Ленкорани, Жмудских высот Прибалтики.

Исследователи, изучающие сезонное распределение речного стока, предложили ряд количественных характеристик его неравномерности, из которых наибольший интерес представляет предложение П. М. Дмитриевского (см. главу IV).

Гидрографы, приведенные выше в качестве иллюстрации для некоторых рек СССР, дают представление о типичных чертах сезонного распределения стока, отвечающих различным условиям питания речных систем. Типы сезонного распределения стока, иллюстрируемые этими гидрографами, отражают гидрологический режим лишь относительно малых рек, бассейны которых целиком умещаются в пределах однородных гидрологических областей. Гидрографы крупных рек формируются в результате сочетания стока, поступающего с гидрологически не сходных между собой частей бассейна; например, верховья водосбора р. Оби расположены в горах Алтая, а низовья — в полярной тундре. Сезонное распределение стока с этих частей общего бассейна — различно. Кроме того, на больших реках существенно сказывается сдвиг по времени стока верховьев водосбора по отношению к стоку низовьев, вызванный длительным добеганием воды по руслу реки. Имеет значение также воздействие на колебание стока русловой емкости. Изменения ее наполнений, сопровождающие колебания расхода воды, обычно сглаживают эти колебания, однако в некоторых случаях быстрое приращение содержащегося в русле объема воды вызывает резкое уменьшение расхода ее на лежащем ниже участке реки. Такое явление наблюдается на многих реках при образовании ледяного покрова.

На большинстве наших рек максимальные расходы формируются в весенние половодья. На реках южной части европейской территории СССР, даже при значительных размерах водосбора, изредка проходят очень высокие дождевые паводки, превышающие весенние половодья. Наибольшие максимумы многих рек, в особенности горных областей, образуются путем наложения дождевых пиков на волну снегового половодья.

Снеготаянием обычно охватывается одновременно большая территория. Поэтому рост максимального расхода весеннего половодья мало отстает от роста водосбора.

Ливни обычно охватывают одновременно лишь сравнительно небольшие участки территории, поэтому на более или менее крупных водосборах ливневые паводки проходят на различных участках разновременно. В этих условиях ливневые паводки увеличиваются с ростом водосбора медленнее, чем максимумы весеннего половодья. Поэтому, например, в средней полосе Европейской территории Союза расчетными расходами при проектировании гидротехнических сооружений на крупных реках являются максимумы половодные, а на малых бассейнах (площадью в несколько квадратных километров) — ливневые максимумы. По мере продвижения к югу ливневые максимумы преобладают над снеговыми на реках с водосборами, превышающими сотни квадратных километров.

Годовые максимальные расходы воды снегового происхождения относительно мало колеблются по годам на реках, водосборы которых расположены в районах достаточного увлажнения и с устойчивой зимой. В засушливых степях и полупустынях различия между половодьями многоводных и маловодных лет очень велики. Изменчивость ливневых максимумов, как правило, значительна. В особенности это относится к за-

сушливым районам, где сильные ливни выпадают не ежегодно; здесь по многу лет подряд не наблюдается сколько-нибудь высоких паводков, а затем неожиданно происходит «небывалое» наводнение.

Водопропускные устройства гидротехнических узлов должны быть достаточны для пропуска наибольшего за годы их эксплуатации максимального расхода воды с учетом срезки пика паводка водохранилищами. Если бы мы умели определять высоту половодий и паводков на десятилетия вперед, то именно так подходили бы к расчету водопропускных отверстий. Однако гидрология не располагает такими возможностями. Размеры отверстий приходится определять по расходу воды, превышение которого мало вероятно. Действующие в СССР нормы предусматривают для наиболее ответственных сооружений расчет на пропуск максимального расхода ежегодной вероятностью превышения до 0,01%. В зарубежной практике известны еще более осторожные нормативы. Необходимо учитывать, что размеры сооружений, назначаемые при их возведении, определяют надежность гидротехнических узлов на протяжении десятилетий; вероятность того, что максимальный расход указанной выше ежегодной обеспеченности будет хотя бы один раз превышен на протяжении *столетия*, приближается к 1%. Такая степень гарантии не чрезмерна для ответственных гидротехнических сооружений, разрушение которых грозит катастрофой.

СТОК ВАЖНЕЙШИХ РЕЧНЫХ СИСТЕМ СССР

Краткие сведения о стоке некоторых важнейших в энергетическом отношении рек СССР приведены в табл. I.8; гидрографы некоторых рек в годы, близкие к средним по водности,— на рис. I.9 а—и. Диаграмма водоносности рек приведена на рис. I.10.

В настоящей главе даны характеристики естественного режима рек СССР. Режим их в настоящее время существенно изменен: сток регулируется водохранилищами, значительные объемы воды отводятся из рек для водоснабжения и сельскохозяйственного орошения и т. д. В будущем планомерное преобразование режима в направлении, соответствующем потребностям народного хозяйства, будет прогрессивно усиливаться. Планы использования речного стока должны опираться на водохозяйственные балансы, увязывающие между собой предоставляемые природой водные ресурсы с потребностями в воде и определяющие состав необходимых водохозяйственных мероприятий. Водохозяйственные балансы должны исходить из естественного гидрологического режима, учитывать вероятные в будущем чередования маловодных и многоводных лет, принимать во внимание регулирующее воздействие существующих и проектируемых водохранилищ, оценивать изъятия воды для различных хозяйственных целей и т. д. (см. главу X).

РЕЧНЫЕ НАНОСЫ

Условия использования водной энергии существенно зависят от режима речных наносов, влияние которого многообразно: водохранилища заполняются речными отложениями, в нижних бьефах плотин размывается русло, заносятся головные сооружения каналов и т. д. Объем твердого стока — количество перемещаемого рекой твердого материала — зависит от содержания наносов в речной воде и от ее расхода. Насыщенность речного потока наносами определяется двумя факторами: поступлением твердого материала с водосбора и транспортирующей

Таблица I.8

Река	Пункт наблюдений	Площадь водосбора, тыс. км²	Годовой сток, км³			Коэффициент изменчивости годового стока	Максимальный расход воды, м³/сек	
			средний	в многоводном году	в маловодном году		наибольший наблюденный	$P=0{,}01\%$ *
Бассейн Северного Ледовитого океана								
Обь	Г. Новосибирск	246	55,5	80,5	27,9	0,20	15 000	20 000
»	Г. Салехард	2449	403	522	308	0,14	44 000	53 500
Иртыш	Г. Тобольск	956	71,7	121	42,0	0,28	12 100	19 100
Лена	С. Табага	913	214	327	159	0,15	46 700	78 500
»	С. Кюсюр	2420	489	617	395	0,12	120 000	166 500
Енисей	С. Базаиха	299	91,2	121	62,2	0,14	23 900	42 300
»	Г. Енисейск	1420	252	339	197	0,12	47 700	72 000
Ангара	С. Богучаны	881	113	151	84,5	0,13	20 200	35 600
Алдан	С. Охотской Перевоз	497	131	171	88,5	0,20	45 300	69 500
Печора	С. Усть-Щугор	67,3	34,3	48,6	20,2	0,16	15 400	21 900
»	С. Усть-Цильма	259	105	150	81,3	0,14	39 500	53 000
Уса	Д. Макариха	74,0	33,6	45,9	23,9	0,17	24 100	40 200
Бассейн Атлантического океана								
Днепр	С. Лоцманская Каменка	459	51,1	76,9	22,5	0,24	25 100	44 900
Десна	С. Вишенки	37,6	6,12	10,8	3,28	0,26	3 900	8 580
Кубань	Г. Краснодар	45,9	13,3	17,7	8,61	0,18	2 040	2 940
Рионн	С. Сокочакидзе	13,5	12,4	16,2	8,95	0,18	1 930	2 970
Днестр	С. Каменка	49,0	9,12	16,0	4,51	0,26	3 060	6 130
Дон	Г. Калач	222	21,1	42,5	10,2	0,36	14 700	22 600
»	Ст. Раздорская	378	28,0	52,3	11,6	0,40	15 700	29 300
Хопер	Г. Новохоперск	34,8	3,47	6,50	1,15	0,49	3 290	9 220
Северный Донец	Г. Змиев	16,6	1,42	2,56	0,60	0,36	1 900	4 480
Западная Двина	С. Дзелзлеяс	81,0	19,4	30,1	10,7	0,23	8 380	12 200
Неман	С. Смалининкай	81,2	16,8	25,1	12,2	0,16	6 850	11 700
Нева	Петрокрепость	276	80,2	116	42,2	0,17	4 510	5 560
Бассейн Тихого океана								
Амур	С. Покровка	371	27,8	61,0	10,1	0,36	19 400	41 500
»	Г. Хабаровск	1620	239	391	144	0,22	41 200	60 100
Зея	С. Малая Сазанка	209	54,9	111	27,1	0,28	22 800	46 600
Арало-Каспийская область замкнутого стока								
Волга	Г. Рыбинск	150	35,0	53,6	15,4	0,24	10 800	16 100
»	Г. Чебоксары	604	113	165	64,5	0,20	39 900	52 300
»	Г. Волгоград	1353	251	383	161	0,18	59 000	73 000
Кама	С. Сокольи Горы	504	117	192	74,4	0,22	36 000	42 700
Ока	Г. Горбатов	244	39,4	57,1	21,4	0,21	20 400	31 300
Кура	Г. Мингечаур	62,6	13,3	19,8	7,54	0,16	2 710	5 340
Терек	Г. Моздок	21,5	7,40	9,97	5,52	0,14	1 530	2 300
Нарын	Ст. Учкурганская	574	13,5	18,1	9,96	0,17	2 510	3 820

* Величина максимального расхода воды вероятностью превышения 0,01% дана с гарантийной поправкой.

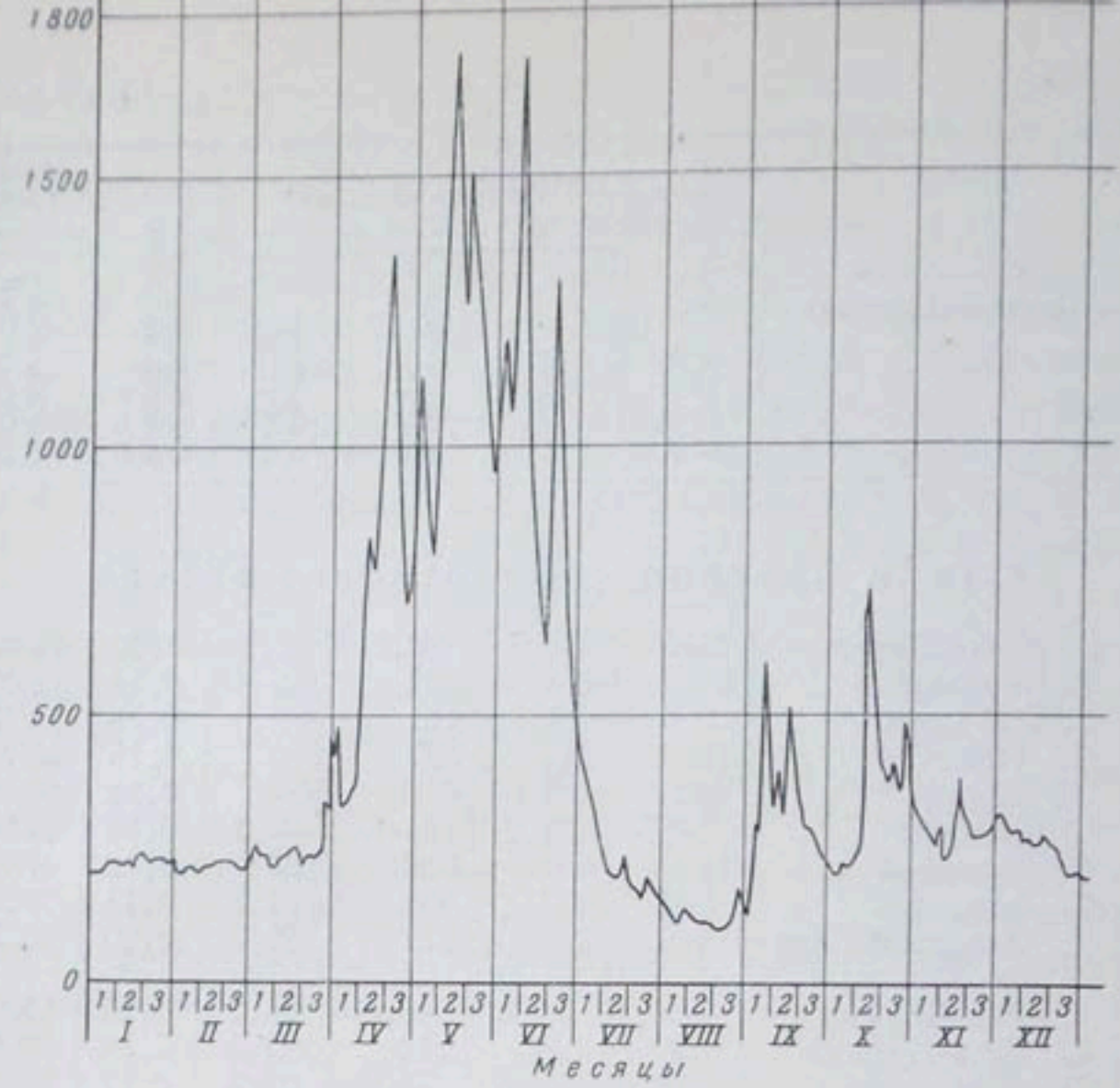


Рис. I.9а. Гидрограф р. Куры у с. Мингечаур за 1948 г.

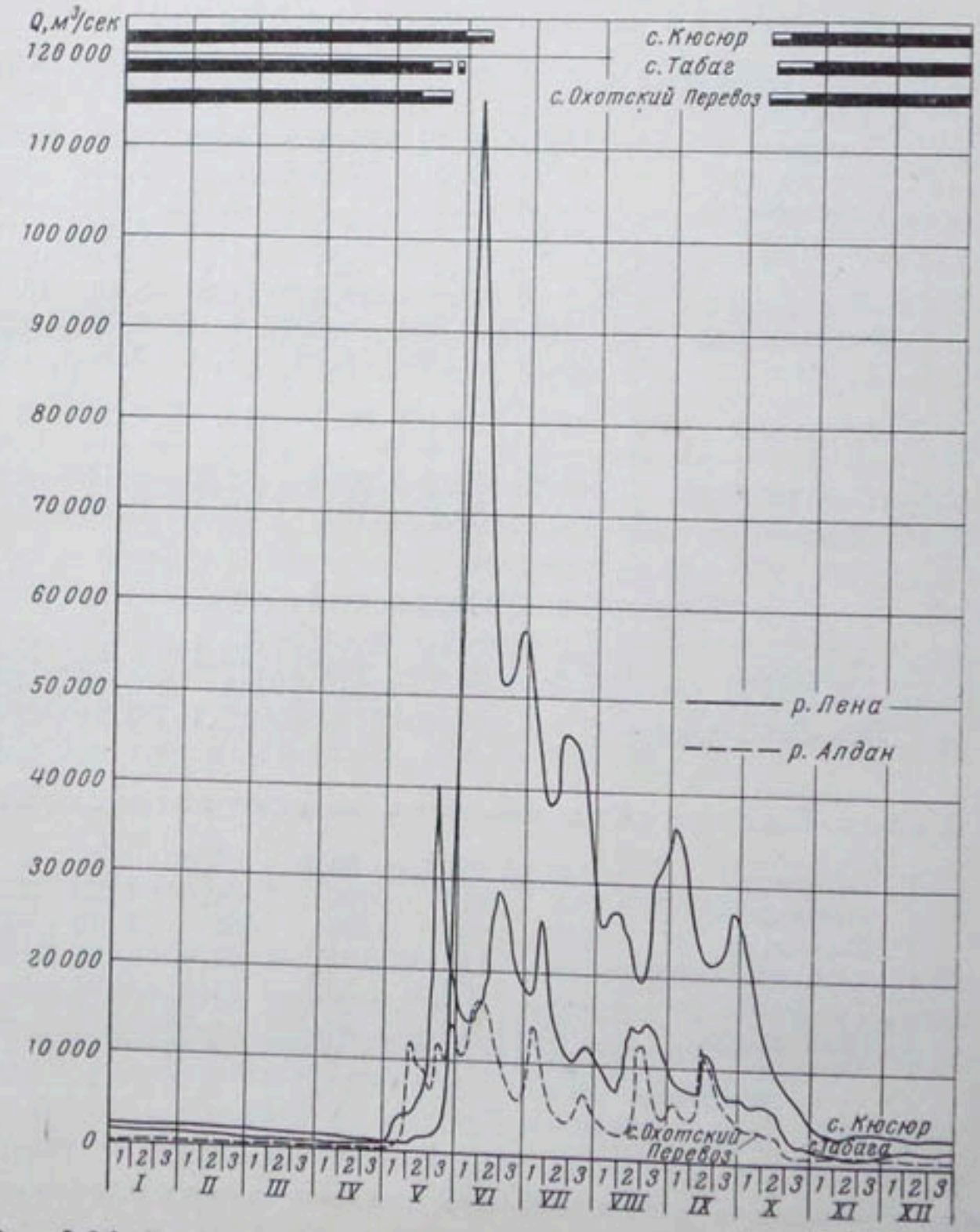


Рис. I.9б. Гидрографы р. Лены у с. Кюсюр и с. Габага и р. Алдана у. с. Охотский Перевоз за 1952 г.

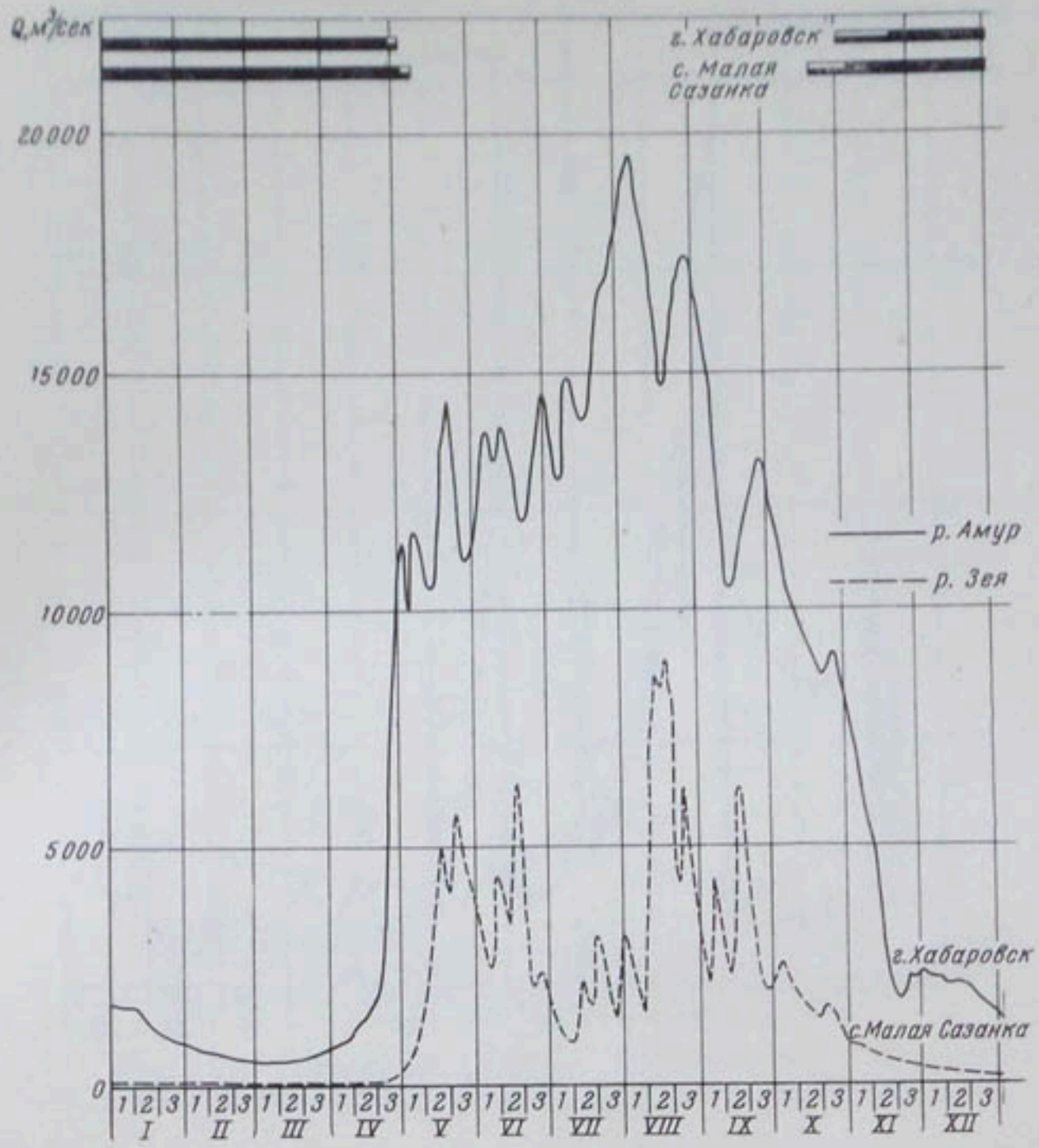


Рис. I.9в. Гидрографы р. Амура у г. Хабаровска и р. Зеи у с. Малая Сазанка за 1942 г.

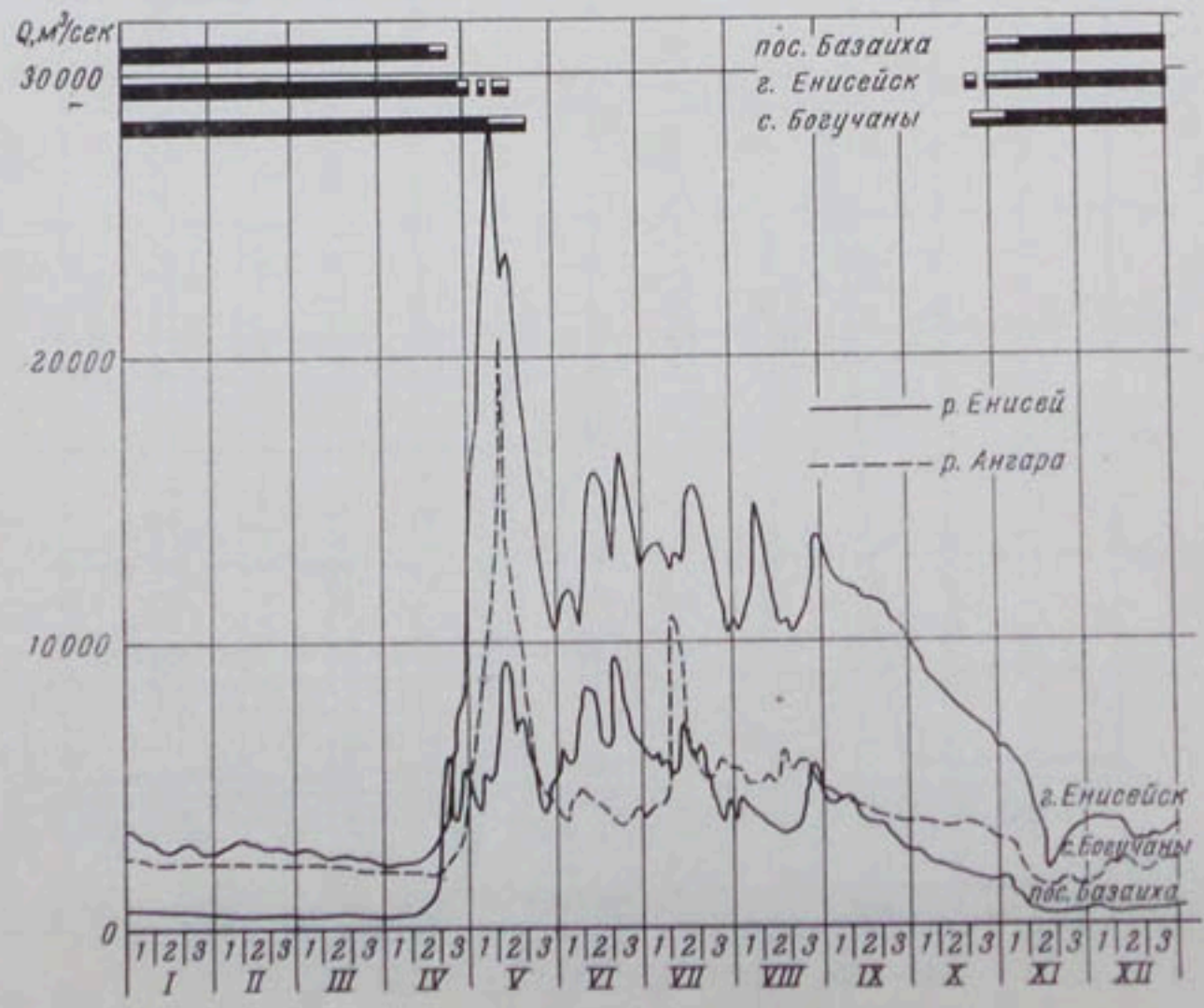


Рис. I.9г. Гидрографы р. Енисея у г. Енисейска и пос. Базаиха за 1949 г. и р. Ангары у с. Богучаны за 1953 г.

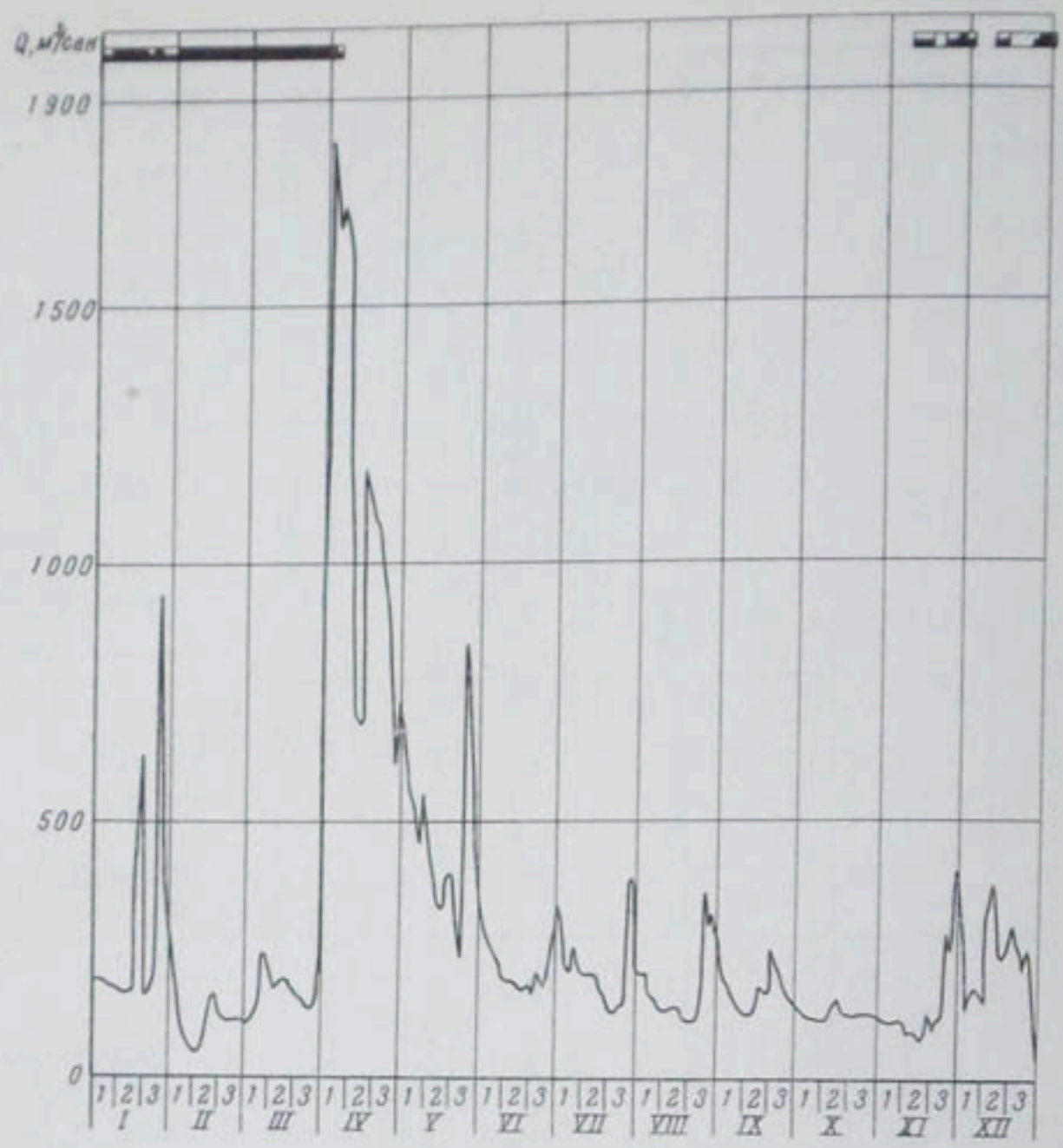


Рис. I.9д. Гидрограф р. Днестра у с. Каменка за 1956 г.

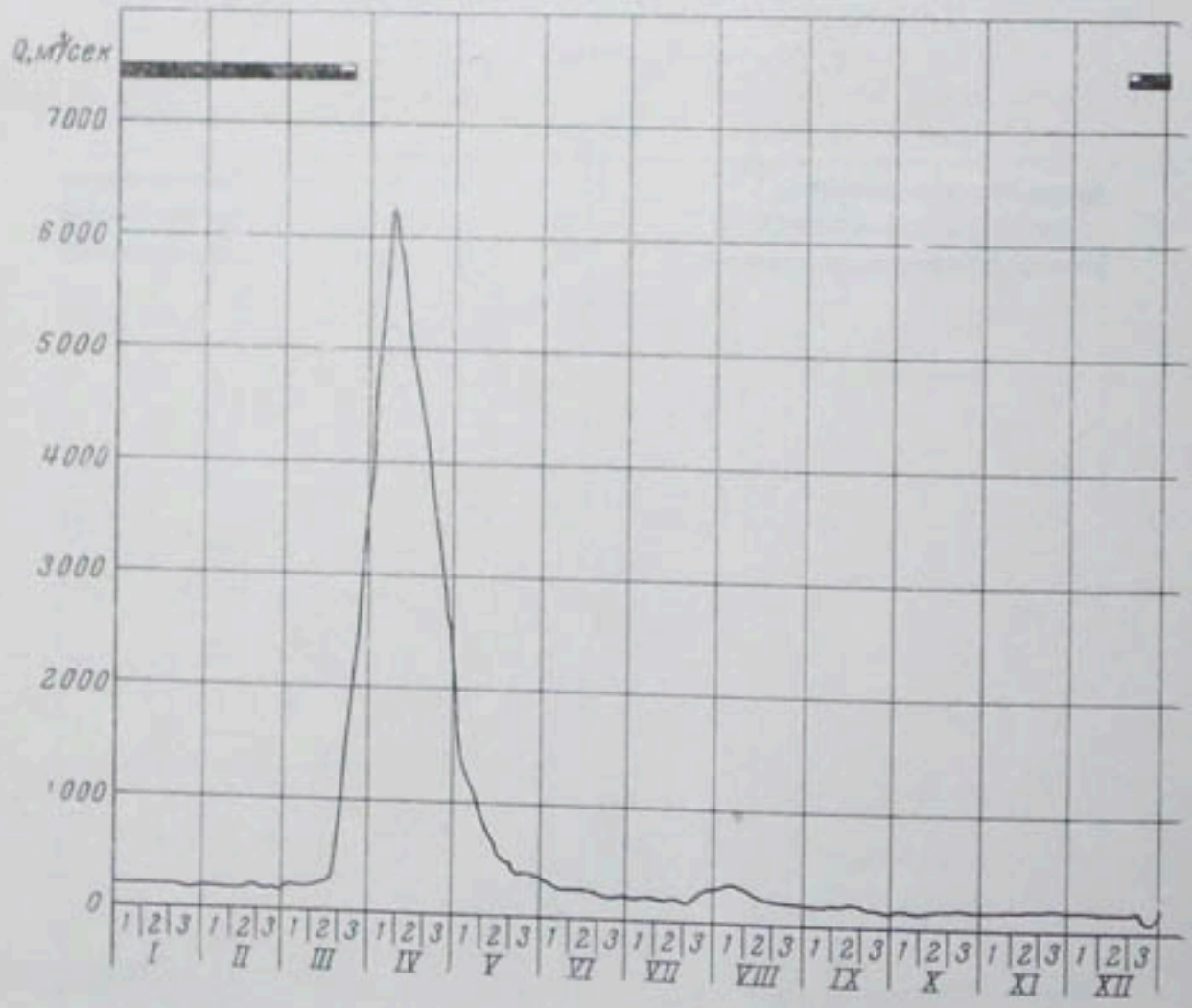


Рис. I.9е. Гидрограф р. Дона у г. Калач за 1913 г.

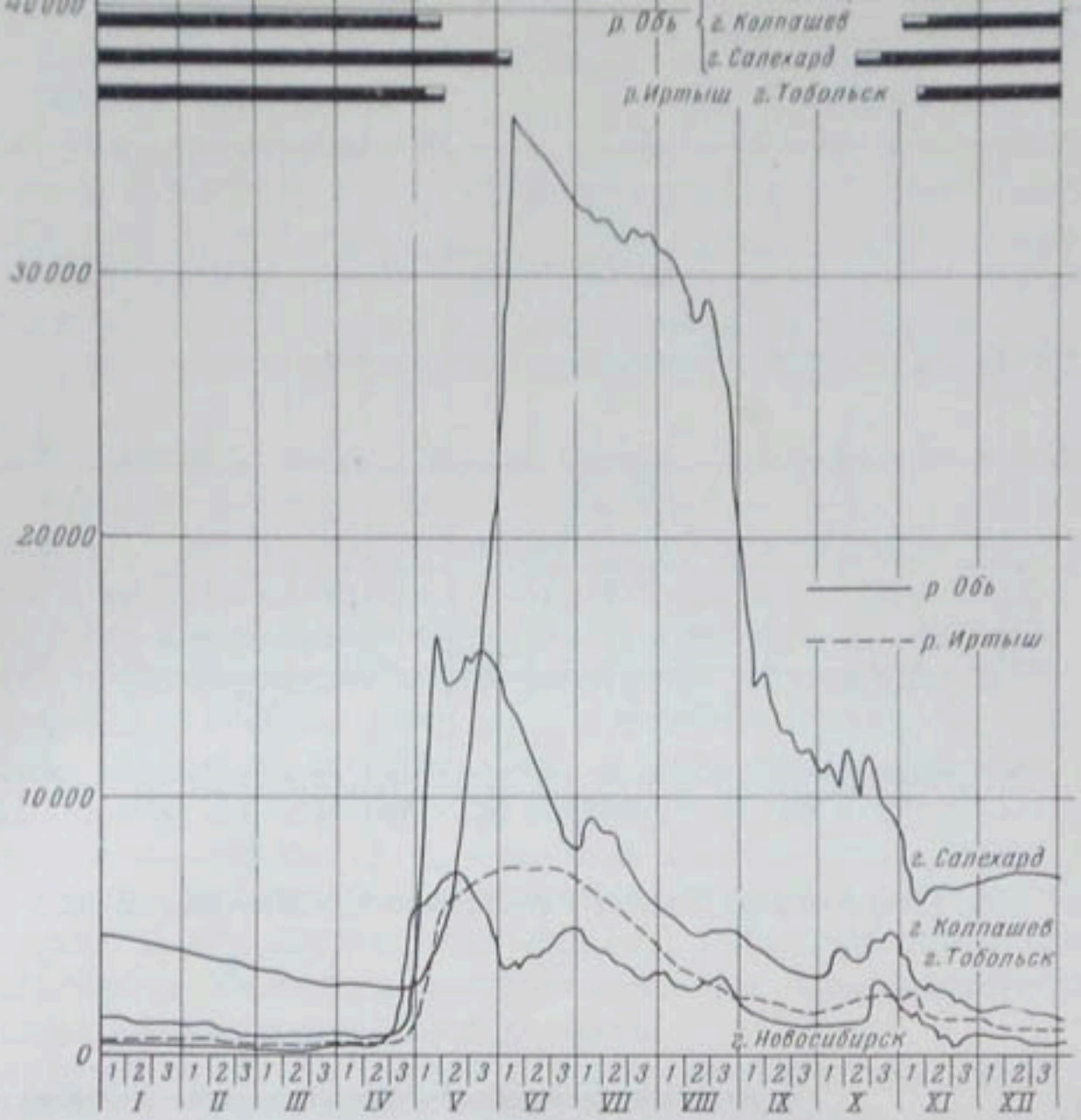


Рис. I.9ж. Гидрограф р. Оби у г. Новосибирска, г. Ковпашева и г. Салехарда и р. Иртыша у г. Тобольска за 1942 г.

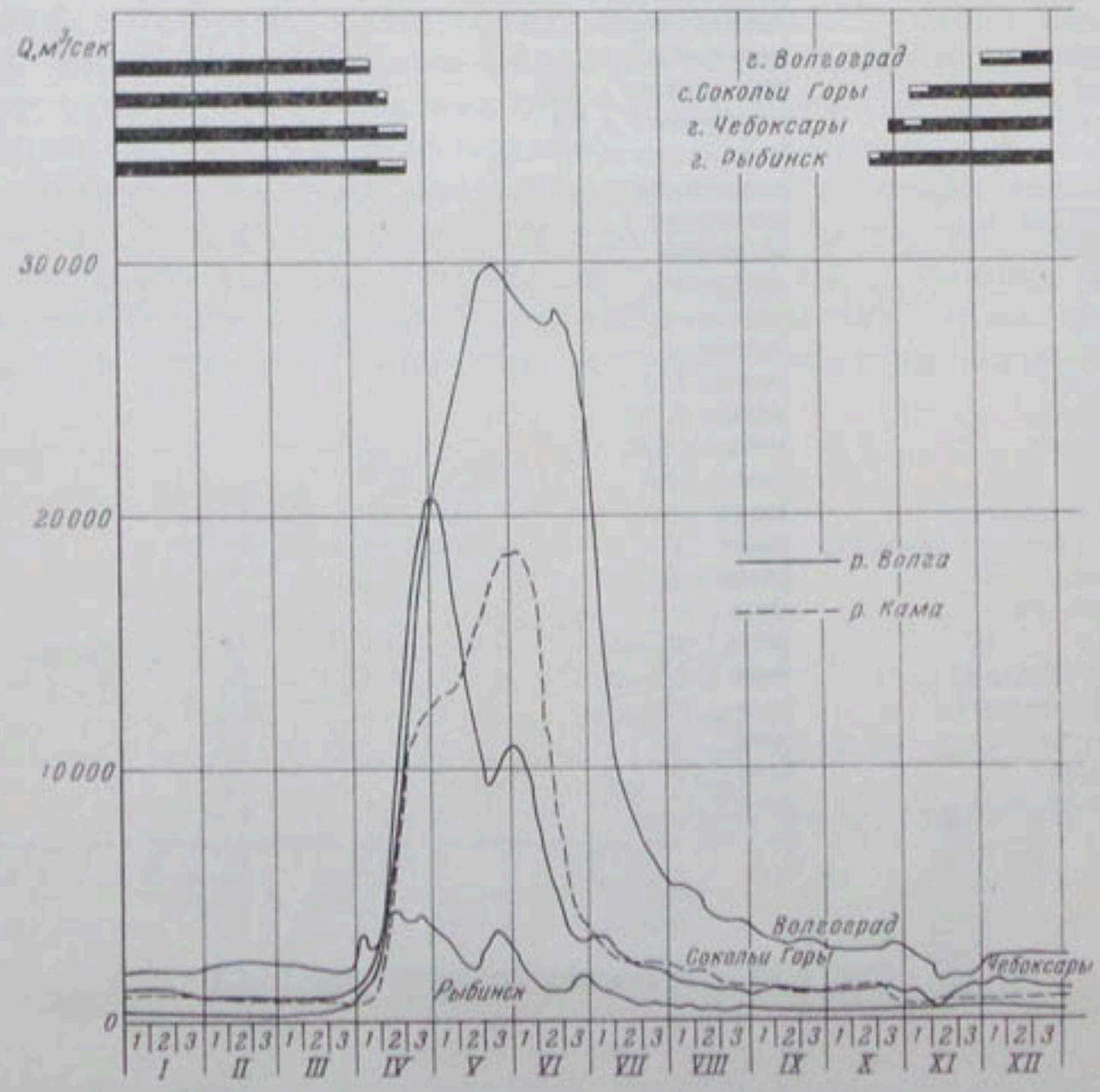


Рис. I.9з. Гидрографы р. Волги у г. Рыбинска, г. Чебоксары и г. Волгограда и р. Камы у с. Сокольи Горы за 1912 г.

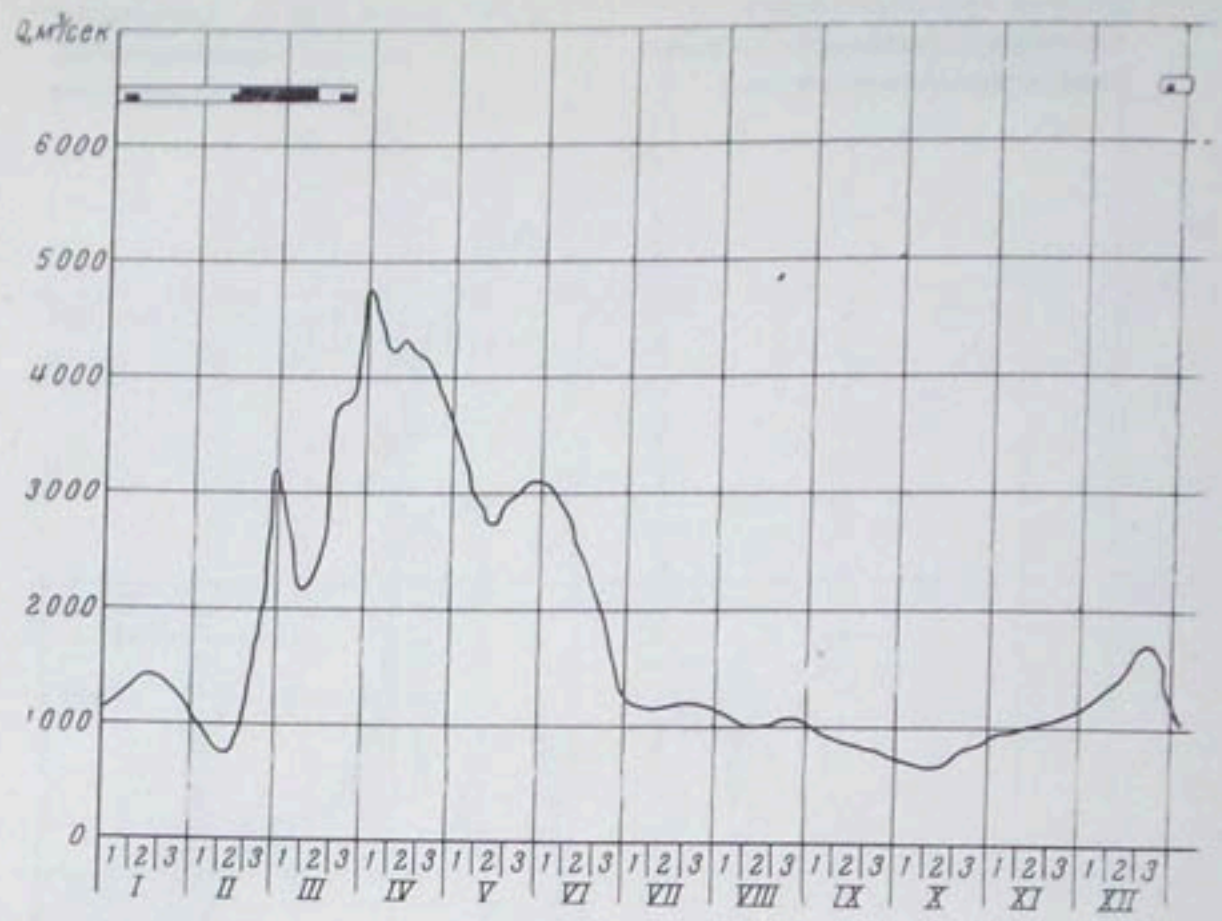


Рис. I.9и. Гидрограф р. Днепра у с. Лоцманская Каменка за 1923 г.

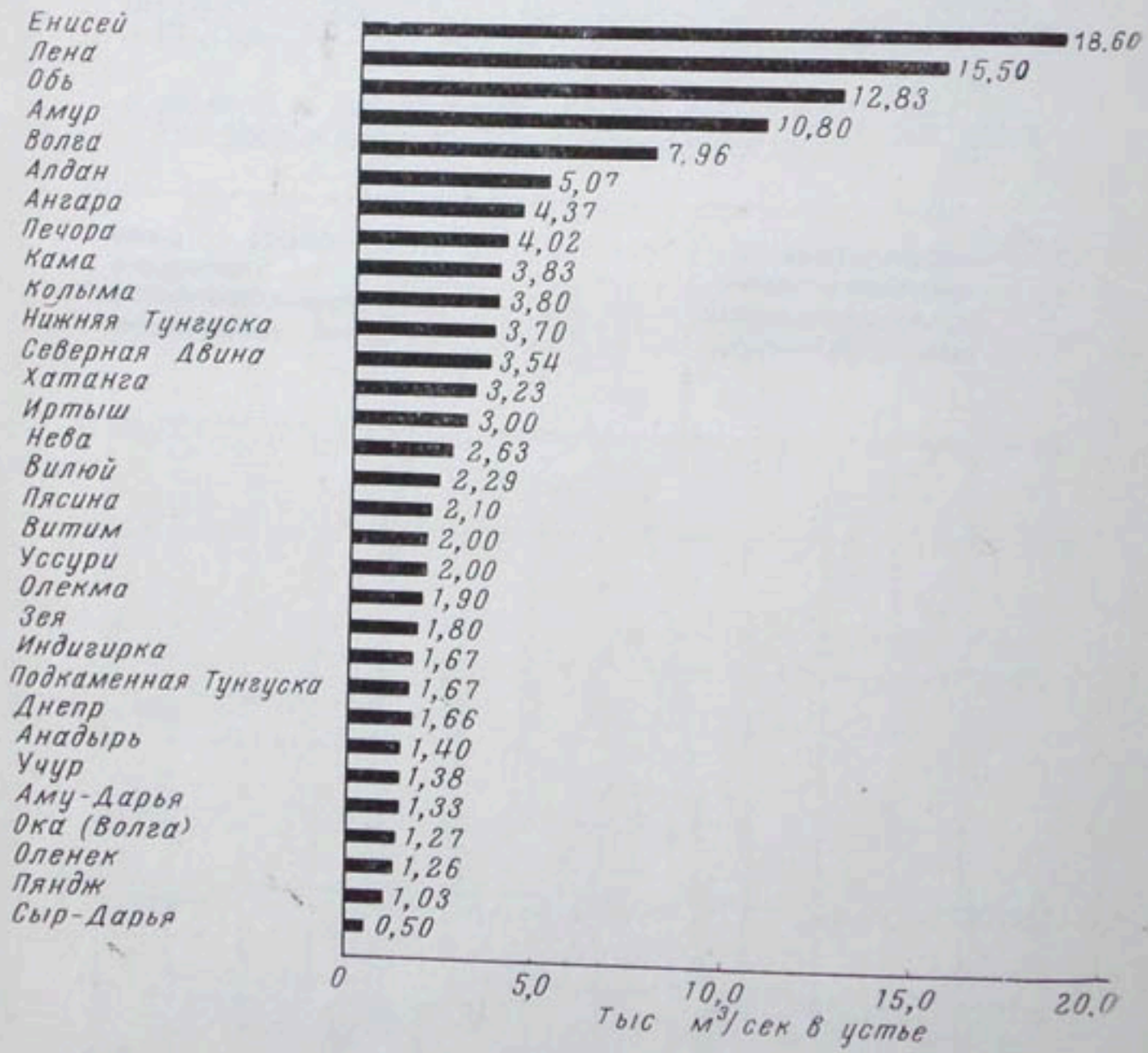


Рис. I.10. Диаграмма водности рек СССР

способностью потока, т. е. способностью перемещать приносимые в русло наносы. Поступление твердого материала в реки зависит от интенсивности эрозионных процессов на водосборах, которая, в свою очередь, зависит от ряда климатических и ландшафтных факторов: рельефа, геологического строения и в особенности от состояния растительного покрова, связанного с климатом и хозяйственной деятельностью. В местах, где уклоны значительны, почвы легко размываемы, а растительный покров беден, в речную сеть попадает наибольшее количество продуктов эрозии. К таким местам относится преимущественно южная часть Советского Союза.

Транспортирующая способность потока, отнесенная к единице расхода воды, зависит, в основном, от скорости течения, т. е. от уклона русла. Как правило, в горах транспортирующая способность рек превышает поступление твердого материала с водосбора, и за счет избыточной энергии потока реки размывают свое ложе, врезаясь в глубину. Напротив, на равнинах, в особенности в низовьях рек при подходе их к водоемам, образующим базис эрозии, реки не в состоянии проносить транзитом поступающие с верховьев наносы. Они отлагаются, и уровень дна постепенно повышается. В особенности интенсивен этот процесс при выходе на равнины таких горных рек, как Сыр-Дарья, Аму-Дарья, Кура, Кубань и др. Русла этих рек в низовьях расположены в накопленных веками отложениях и по высоте подняты над прилегающими местностями. Отсюда опасность больших наводнений при прорыве естественных и искусственных прибрежных валов и дамб.

Преобладающая часть твердого стока проходит на реках при половодье и паводках. В это время и мутность потока, и расход воды повышены; соответственно возрастает и их произведение — расход наносов. Меньше всего наносов перемещают реки лесистых равнинных районов, а также реки, вытекающие из озер. Так, р. Нева проносит ежегодно менее 1 млн. *т* твердого материала, в среднем всего лишь по 10 *г* на 1 $м^3$ воды. Наиболее насыщены наносами реки, вытекающие из гор в засушливые предгорья, такие, как Аму-Дарья, Сыр-Дарья, Терек, Кура и др. Каждый кубический метр воды содержит в среднем 2—3 *кг* наносов. В половодья и паводки мутность еще значительнее, например, на Аму-Дарье до 10 $кг/м^3$. Для сравнения можно указать, что наибольшая известная мутность речного потока, замеренная на р. Хуанхе в Китайской Народной Республике, приближается к 500 $кг/м^3$. Ниже приведены характеристики твердого стока для устьевых участков некоторых рек СССР:

Река	Средняя годовая мутность, $г/м^3$	Средний годовой сток взвешенных наносов, млн. *т*	Река	Средняя годовая мутность, $г/м^3$	Средний годовой сток взвешенных наносов, млн. *т*
Северная Двина	53	10,1	Лена	24	12,2
Печора	50	6,5	Амур	150	58,8
Нева	10	0,8	Сыр-Дарья (среднее течение)	2300	40,5
Днепр	40	2,1	Аму-Дарья (среднее течение)	3590	217,7
Дон	230	6,6	Или	627	9,1
Волга	100	25,9	Кубань	705	8,8
Кама	82	10,0	Терек	2408	26,0
Обь	34	13,3	Сулак	3390	15,2
Иртыш	163	11,2	Кура	1950	36,3
Енисей	20	12,4			
Ангара	25	2,4			

Основой для инженерного расчета русловых процессов служит баланс наносов. Русло размывается там и тогда, где и когда поток приносит на рассматриваемый участок меньше твердых частиц, чем уносит

их с участка. Повышение русла происходит при противоположных соотношениях. Нарушения баланса наносов, покрываемые за счет размыва или наращивания отложений, являются следствием того, что способность потока транспортировать наносы не одинакова в различных сечениях и меняется с течением времени. Способность речного потока перемещать частицы той или иной крупности зависит от гидравлических характеристик рассматриваемого участка, в первую очередь от скорости течения. Методы, разработанные за последние десятилетия советскими гидротехниками, позволяют предвидеть и количественно предвычислять деформации русла, вызываемые различными видами инженерного воздействия на гидравлику потока и его гидрологический режим.

Изменения гидравлического режима наиболее отчетливы при перегораживании рек плотинами. В результате подпора в верхнем бьефе транспортирующая способность потока уменьшается, твердые частицы, приносимые с лежащих выше участков реки, полностью или частично отлагаются, поступление наносов в нижний бьеф уменьшается. В результате начинается заполнение верхнего бьефа наносами. Процесс этот распространяется вниз по течению от места выклинивания подпора к плотине. Быстрота заполнения бьефа отложениями зависит главным образом от соотношения между емкостью бьефа и объемом твердого стока реки. Крупные, перекатываемые потоком по дну наносы отлагаются обычно уже в начале подпертого участка, образуя «бар», постепенно продвигающийся вниз по реке по направлению к плотине. Мелкие взвешенные частицы оседают постепенно, распределяясь на значительном протяжении подпора. Частично они успевают проходить во взвешенном состоянии через все, даже значительное водохранилище, и проноситься с водой в нижний бьеф. Отложения наносов в области выклинивания подпора вызывают распространение его вверх по реке и дополнительные затопления, которых не было бы при первоначальном состоянии русла.

Предотвращать нежелательные последствия отложения наносов в подпертом бьефе можно двумя путями: предусматривать такую емкость водохранилища, чтобы заполнялось оно в течение длительного периода, или обеспечивать пропуск основной массы наносов в нижний бьеф.

Примером первого пути являются крупные водохранилища на больших реках, подобные водохранилищам на Волге, Днепре и др. Емкость, например, Куйбышевского водохранилища превышает 50 $км^3$, а средний годовой сток наносов р. Волги оценивается в 25 млн. *т*. При таких соотношениях для заполнения водохранилища отложениями потребуются тысячелетия, тем более, что выше гидроэлектростанции на Волге и Каме созданы и создаются крупные водохранилища, которые сократят поступление наносов в Куйбышевское водохранилище — подпорный бьеф Волжской гидроэлектростанции имени В. И. Ленина.

Небольшие подпорные бьефы на обильных наносами реках защитить от заполнения можно, лишь беспрепятственно пропуская подавляющую часть твердого стока в нижний бьеф. Основная масса наносов проходит по руслу в половодья и паводки, когда расходы воды и скорости течения в реке большие. Чтобы наносы не задерживались выше плотины, в это время необходимо не уменьшать транспортирующей способности реки, т. е. пропускать половодья и паводки при уровнях верхнего бьефа, близких к естественным, по возможности без подпора. Такой прием неблагоприятно сказывается на энергетическом эффекте гидроэлектростанций, но при деривационных установках с невысокими плотинами у головных сооружений понижение мощности может быть незначительным, так как напор создается в основном за счет падения, реализуемого на деривации. Равным образом, по такой схеме могут работать многие водоподъемные плотины, поддерживающие уровень воды в головах оросительных каналов и т. п.

В нижнем бьефе подпорных сооружений возведение их также вносит изменения в режим русла. В непосредственной близости от плотины гидравлика потока более или менее резко отклоняется от естественных условий — изменяются распределение пропускаемой в нижний бьеф воды по ширине русла и поймы, скорости течения и т. д. Это влечет за собой интенсивные местные деформации русла — размыв дна реки, иногда на большую глубину, и т. д. Наряду с этим происходят изменения руслового режима, распространяющиеся на значительные по протяженности участки нижнего бьефа; изменения вызываются нарушением баланса наносов, часть которых, как уже указывалось, задерживается в верхнем бьефе. Вода, поступающая в нижний бьеф, содержит меньше твердых частиц, чем их было до подпора. Транспортирующая способность потока используется неполностью. Недостаток насыщения наносами поток стремится возместить, размывая и углубляя свое ложе. Процесс этот постепенно распространяется от плотины вниз по реке. В результате понижаются уровни воды в нижнем бьефе плотины, изменяются условия сопряжения бьефов и работы гидроэлектростанций. Интенсивность процесса зависит от характера реки. На больших равнинных реках, сравнительно бедных наносами и обладающих незначительным продольным уклоном, уровни нижнего бьефа снижаются медленно. Так, в нижнем бьефе Волжской гидроэлектростанции имени В. И. Ленина ожидается падение меженного уровня примерно на 0,2 *м* за первые 20 лет эксплуатации. Поясним это. Продольный уклон Волги в районе г. Куйбышева достигает всего лишь 3—5 *см/км*. Чтобы заметно снизились уровни воды у плотины, размыв должен распространиться на десятки километров вниз по реке. Для этого должны быть смыты и унесены вниз по течению очень большие объемы русловых песков. Между тем годовой твердый сток Волги в части руслоформирующих песчаных фракций составляет всего 11 млн. *т*. На горных реках с большой транспортирующей способностью и с крутым уклоном положение иное. Известны случаи, когда после немногих лет работы уровень воды в нижнем бьефе плотины опускался на несколько метров. В результате плотине угрожал подмыв, а работа гидроэлектростанции нарушалась.

После того, как верхний бьеф заполнится наносами, транспорт их через плотину восстанавливается. Это сказывается и на режиме нижнего бьефа. Размывы, происшедшие в начальный период эксплуатации, постепенно восстанавливаются. Интенсивность процесса зависит от рассмотренных выше соотношений. На больших волжских водохранилищах длительность полного цикла размыва и отложений в нижнем бьефе измеряется тысячелетиями; на небольших плотинах, преграждающих горные реки, весь процесс завершается в течение одного паводка.

На формирование речного русла влияет также отвод из реки воды в деривационные, оросительные и другие каналы. Это влияние существенно на реках, несущих большое количество наносов. При устройстве водоотводящих сооружений всегда принимаются меры к тому, чтобы наносы попадали в канал в возможно меньшем количестве. Остающаяся в реке вода перегружается наносами. Содержание их превосходит транспортирующую способность потока, и избыток твердых частиц выпадает. Если из реки отводится значительная часть ее стока, русло заполняется речными отложениями. Скопления наносов, образующиеся ниже голов крупных каналов, препятствуют нормальной работе водоприемных сооружений, подпирают водоподъемные плотины, а при неблагоприятных условиях — засыпают их и т. д. Такие явления иногда происходят на участках рек между головами деривационных каналов гидроэлектростанций и местами обратного выпуска в реку воды, прошедшей через турбины ГЭС.

На реках с обильными наносами, значительная доля жидкого стока которых используется для орошения, проблема транспорта наносов приобретает особое значение. Так обстоит дело в частности на среднеазиатских реках: Сыр-Дарье, Аму-Дарье и др. Нарушение транзита наносов, вызванное отводом в оросительные системы все возрастающей доли стока этих рек, может затруднить и даже ограничить их использование. Борьба с этой неблагоприятной тенденцией облегчается тем, что часть твердого стока будет задерживаться в создаваемых на среднеазиатских реках водохранилищах.

ЛЕДОВЫЙ РЕЖИМ РЕК

На всей территории Советского Союза зимою в реках образуется лед. На севере температура устойчиво удерживается ниже нуля в течение нескольких месяцев. Реки покрываются мощным ледяным покровом, весною происходит бурный ледоход. На юге — морозы многократно сменяются оттепелями, ледяной покров не успевает образоваться, ледовые явления сводятся к возникновению внутриводного льда — шуги, часто эти явления сопровождаются зажорами. Поэтому при проектировании, строительстве и эксплуатации гидроэлектростанций нужно считаться с затруднениями, причиняемыми льдом. В местностях с теплыми неустойчивыми зимами лед осложняет работу гидроэлектрических станций в некоторых случаях даже больше, чем на севере, так как на севере при быстром установлении устойчивого ледяного покрова прекращается переохлаждение воды и, как следствие этого, исключаются закупорки шугой решеток у водоприемников, зажоры и другие явления, затрудняющие нормальную эксплуатацию гидроэлектростанций.

Процесс осеннего замерзания рек зависит в основном от скорости их течения. При медленном течении переохлаждаются только поверхностные слои воды, непосредственно соприкасающиеся с холодным воздухом. Только здесь и образуются кристаллы льда. Количество его по мере охлаждения потока увеличивается и постепенно становится достаточным для смерзания в ледяные поля. Двигаясь с потоком, такие поля создают осенний ледоход. Процесс завершается смерзанием ледяных полей в сплошной ледяной покров. Спокойный ход замерзания медленно текущих рек и неподвижных озер нарушается ветровым волнением. Волны, особенно на больших водоемах, перемешивают слои жидкости и способствуют распространению переохлаждения вглубь. В результате, даже на практически лишенных течения озерах иногда в период замерзания образуется в значительном количестве внутриводный лед — шуга.

Быстро текущие реки замерзают иначе. Быстрое течение препятствует смерзанию в сплошной покров кристаллов льда, накапливающихся в поверхностных слоях потока. В то же время вследствие турбулентного перемешивания переохлаждаются и глубинные его слои, и дно, на котором образуются скопления примерзшего к нему «донного» льда. С течением времени массы этого льда отрываются от дна и всплывают. В толще и на поверхности потока накапливается большое количество льда: формируется мощный осенний ледоход. Плывущий лед, встречая на пути препятствия в виде уже покрывшегося льдом или стесненного островами русла, крутых изгибов и т. п. останавливается и создает зажоры. Подпор от них распространяется вверх по реке и, замедляя течение, способствует смерзанию льда в сплошной покров. На реках этого типа замерзание сопровождается значительным повышением уровней воды. На Ангаре, например, подъем их достигает 5 *м*. При этом река выходит из берегов и происходят наводнения.

Озера и водохранилища замерзают, как правило, на несколько дней раньше, чем расположенные вблизи свободные реки. Это относится,

однако, лишь к установлению сплошного ледяного покрова. Льдообразование начинается обычно одновременно на реках и на озерах.

Сказанное выше помогает понять природу ледовых явлений на незамерзающих горных реках Юга. При многократной в течение зимы смене заморозков и оттепелей вода в реках периодически переохлаждается. Образуется и накапливается взвешенный и донный лед. Однако морозы длятся недостаточно долго для того, чтобы успело накопиться количество льда, необходимое для замерзания бурного потока. Наступает оттепель, и льдообразование прекращается. Поэтому на многих кавказских и среднеазиатских реках ледяной покров или вовсе не образуется, или появляется лишь ненадолго и не ежегодно. В течение всей зимы периодически возобновляется шугоход, затрудняющий эксплуатацию гидротехнических сооружений и особенно гидроэлектростанций. В подпертых бьефах плотин ледяной покров образуется легче. В области же выклинивания подпора создаются условия, благоприятствующие развитию шуговых зажоров.

Процесс образования и накопления льда на большинстве рек СССР заканчивается ледоставом. Ледяной покров прекращает непосредственный контакт между водой и атмосферой и регулирует зимний теплообмен между ними. На нижней поверхности льда устанавливается постоянная температура, равная 0° С. Тем самым при данных толщине льда и снега и температуре наружного воздуха определяется интенсивность теплового потока, движущегося через лед и снег от воды к атмосфере. Если из толщи воды к нижней поверхности льда поступает меньше тепла, чем удаляется в атмосферу, то толщина льда увеличивается. Тепловой баланс уравновешивается скрытой теплотой льдообразования. При противоположных соотношениях лед подтаивает. В двуслойном снего-ледяном покрове лед удерживает снег наплаву, а снег является теплоизолятором.

В местностях с устойчивыми морозами толщина льда на протяжении зимы постепенно увеличивается. В начале зимы, когда лед тонок, он растет быстро. С течением времени, по мере приближения к равновесию между теплоотдачей сквозь лед в атмосферу и притоком тепла из водной толщи, утолщение льда замедляется. Наибольшая толщина, которой лед достигает к концу зимы, зависит от длительности и суровости ее. В центральных областях СССР лед обычно нарастает до 0,6—0,7 *м*. На севере, в Сибири, лед достигает 1,5 *м* и более. На реках и каналах к ледяному покрову из толщи потока поступает не только тепло, отдаваемое дном, но также тепловой эквивалент гидравлических сопротивлений. За счет этого толщина льда уменьшается по сравнению с неподвижными водоемами. На равнинных реках, скорость течения которых зимою равна 0,4—0,5 *м*, толщина ледяного покрова меньше, чем на расположенных вблизи озерах на 15—20%. При создании на реках водохранилищ, течение в которых практически отсутствует, толщина ледяного покрова соответственно увеличивается.

Толщина ледяного покрова зависит от размеров притока тепла к его нижней поверхности из водной толщи. Этим определяются изменения толщины льда по длине водотоков с неравномерным гидравлическим режимом. Средняя по глубине температура воды покрытых льдом водоемов тем выше, чем больше их глубина и чем меньше скорость течения. На участках, где скорость течения возрастает, поток охлаждается. Избыток тепла поступает к нижней поверхности льда и отводится через него в атмосферу. Чтобы пропустить повышенный поток тепла, толщина ледяного покрова должна уменьшиться по сравнению с участками, где при равномерном гидравлическом режиме ко льду поступает только приток тепла от дна. В соответствии с этим на участках, где широкое и глубокое русло сменяется узким и мелким, лед тонок. Примерами

таких участков являются реки, вытекающие из озера, а также каналы, питающиеся водой водохранилищ.

При резком увеличении скорости течения падение температуры воды настолько интенсивно, что приток тепла из толщи охлаждающегося водотока становится настолько значительным, что ледяной покров не образуется совсем. На таких участках возникает незамерзающая полынья. Это явление наблюдается в истоках рек, берущих начало в озерах (Ангара, Свирь и др.), а также в нижних бьефах гидроэлектростанций. В зависимости от колебаний температуры воздуха длина полыньи то увеличивается, то уменьшается.

Протяжение термических полыней в нижних бьефах гидроэлектростанций зависит от термического и гидравлического режимов. Например, на Волжских гидроэлектростанциях имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС в сильные морозы кромка льда приближается к створам плотин на 4—18 *км*; в среднем в разгаре зимы в январе длина полыньи составляет примерно 6—30 *км*. Приемы расчета, разработанные в СССР, позволяют с достаточной для практических целей точностью определять протяжение незамерзающего участка реки. От длины его зависят уровни нижнего бьефа гидроэлектростанций, подпираемые ледяной кромкой.

Весной ледяной покров разрушается от непосредственного притока тепла и под воздействием взламывающих лед теплых вод, переполняющих русла рек. Раздробление льда течением и ветром ускоряет таяние. Небольшие, защищенные от ветра пруды и озера очищаются ото льда только под влиянием тепла; лед постепенно разрушается, распадается на отдельные кристаллы и тает. На реках и каналах, а также на больших озерах под влиянием ветра, при весеннем подъеме воды лед отделяется от берегов и приходит в движение: начинается весенний ледоход. При движении лед дробится, поверхность таяния увеличивается, растопление ускоряется. В сужениях, на крутых поворотах русла и т. п. лед задерживается, скопляется, подпирает воду — образуется ледяной затор. Малые и средние реки вскрываются одновременно по всей длине. Талые воды попадают в русло вскоре после потепления, обусловливающего снеготаяние. Ледоход обычно совпадает с высокими уровнями, а иногда захватывает и период спада половодья. На больших реках режим ледохода зависит от направления реки. На реках, текущих с юга на север, таяние в верховьях начинается раньше, чем в низовьях водосбора. Полые воды приходят в низовья, когда там лед еще прочен. Лед взламывается поднимающейся водой. Ледоход протекает бурно, образуются мощные заторы. Уровни воды поднимаются из-за подпора до 10 *м* и более. Льдины выталкиваются на берег на высоту до 15 *м*. Повреждаются прибрежные постройки и сооружения. Такой ледоход характерен для больших сибирских рек — Оби, Енисея, Лены. Спокойнее разрушается лед на реках, текущих с севера на юг (Волга, Днепр и др.), в низовья которых полая вода приходит в то время, когда лед уже значительно ослаблен. Ледоход происходит на подъеме половодья и протекает сравнительно спокойно. На нижней Волге, например ниже Волгограда, река обычно очищается ото льда еще до начала весеннего подъема уровней воды.

Режим очищения водохранилищ ото льда зависит от ледового режима реки, на которой водохранилище создано, и от размеров водохранилища. Если талые воды поступают в бьеф, когда лед еще прочен и если при этом создаются скорости течения примерно 0,5 *м/сек* и более, то возникает ледоход. При отсутствии этих условий лед тает на месте. Если, однако, вода пропускается через водосливы в нижний бьеф до растопления льда, отдельные льдины могут приноситься ветром и сбрасываться с водным потоком. В области выклинивания подпора создаются благоприятные условия для образования ледяных заторов.

Сроки очищения водохранилищ ото льда зависят от характера ледохода на реке. Водохранилища на реках, вскрывающихся под динамическим воздействием талых вод, очищаются ото льда позже, чем протекающие вблизи свободные реки. Так, для верхне-волжских водохранилищ отставание достигает 10 суток, а в отдельные годы и более. В 1938 г., например на Иваньковском водохранилище лед растаял на 22 суток позже, чем на неподпертых участках Волги. В низовьях больших рек, текущих с севера на юг, где и свободные реки очищаются под непосредственным воздействием растапливающего лед тепла до прихода полой воды с верховьев, водохранилища очищаются в те же сроки, что и естественные реки

ЛИТЕРАТУРА

1. Б. П. Алисов. Климат СССР. Изд-во МГУ, 1956.
2. В. Г. Андриянов. Гидрологические расчеты при проектировании малых и средних гидроэлектростанций. Гидрометеоиздат, 1957.
3. К. П. Воскресенский. Норма и изменчивость годового стока рек Советского Союза. Гидрометеоиздат, 1962.
4. Б. Д. Зайков. Средний сток и его распределение в году на территории СССР. Труды НИУ, ГУГМС, серия IV, вып. 24. Гидрометеоиздат, 1946.
5. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Гидрологические основы речной гидротехники. Изд-во АН СССР, 1950.
6. П. С. Кузин. Классификация рек и гидрологическое районирование СССР. Гидрометеоиздат, 1960.
7. А. А. Соколов. Гидрография СССР. Гидрометеоиздат, 1964.
8. Д. Л. Соколовский. Речной сток. Гидрометеоиздат, 1959.
9. А. И. Чеботарев. Общая гидрология. Гидрометеоиздат, 1960.
10. Нормативы по учету влияния агролесомелиоративных мероприятий на сток. ГУГМС, ГГИ. Гидрометеоиздат, 1963.
11. Климатический атлас СССР, вып. I—II. Л.— М., Гидрометеоиздат, 1939—1941. Водный кадастр СССР. Материалы по режиму рек СССР. 1939—1941: т. I — Бассейн Каспийского моря; т. II — Бассейны Черного и Азовского морей; т. III — Бассейн Балтийского моря; т. IV — Бассейны Белого и Баренцева морей; т. V — Бассейны Карского моря, моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря; т. VI — Бассейн Тихого океана; т. VII — Замкнутые бассейны Средней Азии.
12. «Гидрологические ежегодники» (периодические издания по бассейнам рек СССР, включающие сведения о гидрологическом режиме по годам).
13. С. Т. Алтунин. Регулирование русел. Сельхозгиз, 1956.
14. Г. В. Лопатин. Наносы рек СССР. Географгиз, 1952.
15. Основы методики расчета русловых процессов, вызываемых на реках искусственным изменением их режима. Коллектив авторов под ред. Е. В. Близняка и К. И. Россинского. Проблемы регулирования речного стока, вып. 6. Академиздат, 1956.
16. К. И. Россинский, И. А. Кузьмин. Гидрологические основы речной гидротехники. Глава «Речное русло». Изд-во АН СССР, 1950.
17. К. И. Россинский, И. А. Кузьмин. Балансовый метод расчета деформации дна потока. Труды Ин-та «Гидропроект», сб. 12, 1964.
18. Русловой процесс. Под ред. Н. Е. Кондратьева. Гидрометеоиздат, 1959.
19. Русловые процессы. Сборник статей. Изд-во АН СССР, 1958.
20. Д. Н. Бибиков, М. Н. Петруничев. Ледовые затруднения на ГЭС. Госэнергоиздат, 1950.
21. К. Н. Коржавин. Воздействие льда на инженерные сооружения. Новосибирское отделение АН СССР, 1962.
22. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель, К. И. Россинский. Зимний термический режим водохранилищ, рек и каналов. Госэнергоиздат, 1947.
23. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель, В. В. Макулов, К. И. Россинский, А. С. Семиколенов. Зимний режим водохранилищ и каналов. Наблюдения и исследования. Сб. «Проблемы регулирования речного стока», вып. 3. Изд-во АН СССР, 1948.
24. Ледотермические вопросы в гидроэнергетике. Сборник статей под ред. Д. Н. Бибикова. Госэнергоиздат, 1954.
25. В. В. Пиотрович. Образование и стаивание льда на озерах, водохранилищах и расчет сроков ледостава и очищения. Гидрометеоиздат, 1958.
26. К. И. Россинский. Гидрологические основы речной гидротехники. Глава «ледовый режим». М.— Л., Изд-во АН СССР, 1950.

Глава вторая

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ СССР

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ, ЕГО СОДЕРЖАНИЕ И ОТДЕЛЬНЫЕ КАТЕГОРИИ

Несмотря на то, что гидроэнергетические ресурсы занимают значительное место среди других энергетических ресурсов, а гидроэнергетика повсеместно получила широкое развитие, в методике определения гидроэнергетического потенциала и его отдельных категорий нет полного единства.

Широкое представление о содержании гидроэнергетического потенциала было дано институтом Гидроэнергопроект в 1951 г. в работе по определению величины гидроэнергоресурсов СССР. В этой работе были подсчитаны валовой теоретический потенциал энергии как речного, так и поверхностного стока, включающего речной и склоновый. При этом потенциал речного стока определялся как сумма потенциалов всех без исключения рек, независимо от технических или экономических возможностей их освоения, т. е. по всей длине водотока, и независимо от величины их мощности по формуле

$$N_{кет} = 9{,}81\, QH$$

при к. п. д., равном единице, и при расходах, подсчитываемых по среднему году.

В работе Гидроэнергопроекта была выделена и рассмотрена также категория технически возможных к использованию гидроэнергоресурсов (технический потенциал), охватывающая собой ту часть потенциальных ресурсов, которая по состоянию современного технического уровня развития гидроэнергетического строительства может быть освоена, т. е. при определении которой должны быть учтены все потери, обычно имеющие место при преобразовании водной энергии в электрическую и вызываемые недоиспользованием верховых и низовых участков рек, невозможностью использования всего напора и стока реки и т. п., а также потерями в турбинах и генераторах.

Гидроэнергопроектом была определена и третья категория гидроэнергетического потенциала, названная «крупно-промышленные запасы гидроэнергии», учитывавшая ту часть возможных к использованию гидроэнергоресурсов, которая могла явиться источником создания достаточно мощных гидроэлектростанций.

Отличное от принятого Гидроэнергопроектом определение гидроэнергетического потенциала было дано в методике составления водноэнергетического кадастра, предложенной секцией по научной разработке проблем водного хозяйства Академии наук СССР в 1956 г. [1]. В этой

методике гидроэнергетический потенциал рассматривался как полная теоретическая сумма энергии всего поверхностного стока, т. е. энергия не только речного, но и склонового стока.

Вопросами упорядочения учета гидроэнергоресурсов занимался и Комитет по электроэнергии Европейской экономической комиссии (ЕЭК) ООН. Этим комитетом в 1959 г. были приняты рекомендации по определению отдельных категорий гидроэнергетического потенциала (более подробно см. главу VII).

Эти рекомендации Комитета по электроэнергии ЕЭК ООН по существу не внесли ничего принципиально нового в те определения гидроэнергетического потенциала, которые ранее были даны Гидроэнергопроектом. Ниже приводятся краткие пояснения к тем определениям гидроэнергетического потенциала, которые приняты в настоящей работе.

А. *Валовой теоретический* (брутто) гидроэнергетический потенциал, или потенциальные гидроэнергетические ресурсы. Он рассматривается в двух видах:

а) гидроэнергетический потенциал *поверхностного стока*, учитывающий полную теоретическую сумму энергии всех стекающих вод на территории данного района, страны или отдельного речного бассейна;

б) гидроэнергетический потенциал *речного стока*, учитывающий полную теоретическую сумму энергии только речного стока.

Б. *Технический гидроэнергетический потенциал* или технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы,— это та часть валового теоретического гидропотенциала речного стока, которая технически может быть использована или уже используется.

В. *Экономически эффективная часть* гидроэнергетических ресурсов, или экономические гидроэнергетические ресурсы,— это та часть гидроэнергетических ресурсов, использование которой является экономически оправданным.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ КАДАСТРОВЫХ РАБОТ ПО УЧЕТУ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

Первая работа по подсчету гидроэнергетических ресурсов нашей страны была предпринята Комиссией по изучению естественных производительных сил России (КЕПС) Российской Академии наук. Комиссия готовила к изданию шеститомный труд «Естественные производительные силы России». Второй том этого труда, посвященный «Белому углю», намечался в 13 выпусках, в которых должны были быть рассмотрены все основные районы страны. Работа не была завершена, были изданы только три выпуска: Северная область в 1921 г. [2], Кавказ в 1924 г. [3] и Алтай в 1930 г. [4].

По Северной области было учтено 112 рек в бассейнах Баренцева моря, Невы и Наровы; по Кавказу — 61 река в Закавказье и в бассейнах рек Терека и Кубани; по Алтаю — 87 рек в верховьях р. Оби.

Гидроэнергетические ресурсы в этих работах подсчитывались по формуле

$$N_{л.с.} = 10QH,$$

учитывающей к.п.д., равный 0,75; здесь Q и H — соответственно расход и падение реки на рассматриваемом участке.

Расчеты велись для трех значений расходов: 6-месячной, 9-месячной и 365-дневной обеспеченности. Падение реки принималось полное, за исключением Кавказа, где из общего падения рек вычитались «потери напора».

Произведенная оценка гидроэнергетических ресурсов указанных районов носила характер первого приближения ввиду очень слабой к тому времени изученности стока рек и их падения.

В 1925 г. вышла книга Е. В. Оппокова «Водные богатства Украины» [5], в которой дан приближенный подсчет гидравлической энергии почти всех рек Украины. Принятые для подсчета значения расходов и формула не отличаются от приведенных выше.

В 1933—1934 гг. НКТП СССР издал «Атлас энергетических ресурсов СССР» [6, 7], в котором впервые были произведены подсчеты гидроэнергетических ресурсов по всей территории СССР. Всего было учтено 647 рек, преимущественно крупной и средней величины. Подсчеты производились по формуле

$$N_{квт} = 7{,}36QH.$$

Впоследствии был сделан пересчет по формуле потенциальных ресурсов

$$N_{квт} = 9{,}81QH$$

с учетом к.п.д., равного единице; сводные данные были опубликованы Академией наук СССР в 1938 г. в труде «Энергетические ресурсы СССР», т. 2 [8].

В Атласе подсчет производился по среднемноголетним, среднегодовым и минимальным расходам при значениях напоров «брутто» и «нетто». Подсчеты по большей части рек были еще весьма приближенными, так как данные, принятые за основу, были неполными и неточными, но все же они значительно расширили наши представления о гидроэнергетических ресурсах страны и дали представление об огромных масштабах запасов водной энергии СССР и ее распределении по территории страны.

Следующим этапом подсчета гидроэнергоресурсов был выпуск в 1935 г. трестом Гидроэнергопроект Водноэнергетических схем (ВЭС) по ряду крупных районов страны.

Указанные ВЭС были составлены по Карело-Мурманскому краю, Северному Кавказу, Закавказью, Уралу, по восточной части Урало-Кузнецкого комбината и по Средней Азии. По каждому из этих районов дан подсчет потенциальных гидроэнергоресурсов по формуле

$$N_{квт} = 9{,}81QH^{1}.$$

Почти одновременно с этим начался выпуск Государственным гидрологическим институтом отдельных томов «Справочника по водным ресурсам СССР» [9], в которых по каждому району приводились данные о потенциальных гидроэнергетических ресурсах главнейших рек, взятые из архивных и проектных материалов.

Использование для справочника разнородных данных, без пересчета их по единой методологии, затянувшийся и незавершенный выпуск отдельных томов справочника и отсутствие полной сводки гидроэнергетических ресурсов страны лишили его значения кадастровой работы по учету гидроэнергетических ресурсов.

Период 1931—1939 гг. характеризуется обширными работами по энергетическому изучению отдельных рек, а также проведением больших работ по гидрологическому, топографическому и картографическому исследованиям страны.

Благодаря накоплению громадного материала представилось возможным произвести уточнение подсчета потенциальных гидроэнергетических

---

[1] За исключением ВЭС по Средней Азии, где гидроэнергетические ресурсы определены по формуле $N_{квт} = 7{,}36\ QH$, т. е. при к.п.д. равном 0,75.

ресурсов. Такая работа была выполнена Гидроэнергопроектом при составлении Водноэнергетической схемы СССР (ВЭС СССР). В ней были учтены гидроэнергоресурсы 1132 рек.

По сравнению с «Атласом энергетических ресурсов» новые данные отличались большей полнотой, но они не были опубликованы и потому оставались мало доступными. Кроме того, материалы ВЭС СССР в отдельных своих частях были неравноценными и не обладали достаточной методологической строгостью.

В 1946 г. была опубликована работа С. В. Григорьева с подсчетами потенциальной энергии малых рек СССР [10].

В этой работе для подсчета был предложен метод «средней реки», заключающийся в том, что для каждого из районов, на которые была разделена при подсчетах территория СССР, и для каждой группы рек по протяженности выделялась средняя река со средними для данной группы рек: водосбором, стоком и падением. По этим параметрам средней реки определялась ее потенциальная мощность, которая принималась за удельную для всего района. Потенциальная мощность малых рек СССР в этом подсчете была определена в 65 млн. *квт*.

В 1947—1951 гг. в Гидроэнергопроекте был сделан новый подсчет гидроэнергетических ресурсов СССР.

В этом подсчете учитывались реки для равнинных территорий с площадью водосбора от 4000 $км^2$ и больше и для горных территорий от 1000 $км^2$ и больше. Всего было учтено 1477 рек. Кроме того, в районах, гидрографически слабо изученных, в частности по побережью Охотского и Японского морей, а также на Камчатке и Сахалине, методом обобщенного учета были подсчитаны дополнительно гидроэнергетические ресурсы еще некоторого количества рек.

В конечном итоге были определены гидроэнергетические ресурсы СССР в размере 340 млн. *квт*.

Параллельно с этим подсчетом были определены величина гидроэнергетического потенциала поверхностного стока и на основе ее приближенно — потенциал речного стока в размере 420 млн. *квт*.

Поскольку в первом подсчете, определившем величину гидроэнергетических ресурсов СССР в 340 млн. *квт*, не были учтены малые реки, ресурсы которых, по данным С. В. Григорьева, оцениваются в 65 млн. *квт*, а кроме того, поскольку недостаточность исходных данных для проведения подсчетов не могла не привести к недооценке некоторой части гидроэнергетических ресурсов, имеется основание считать результаты второго подсчета подтверждением результатов первого подсчета.

Работа Гидроэнергопроекта 1947—1951 гг. представляла собой наиболее полную сводку и характеристику гидроэнергетических ресурсов СССР. Результаты этой работы были опубликованы в ряде журналов СССР, кроме того, они были представлены на V Мировой энергетической конференции в Вене в 1956 г. [11, 12].

В следующее десятилетие после 1951 г. накопился богатый материал, содержащий более обоснованные исходные данные, необходимые для подсчета гидроэнергетических ресурсов. По очень значительному числу крупных и средних рек к этому времени были закончены исследования и были инструментально засняты продольные профили рек и уточнены гидрологические характеристики. Для ряда рек, не охваченных ранее исследованиями, могли быть использованы более точные данные. Существенным обстоятельством явилась возможность использования карт в масштабе 1 : 100 000. По всем районам (за небольшим исключением) были использованы новые региональные карты уточненных изолиний стока (по Европейской части СССР, Северному Казахстану, югу Западной Сибири, Прибайкалью, югу Приморья и по бассейнам Индигирки и Колымы).

Кроме того, в последние годы по некоторым союзным республикам, а также отдельным районам страны, академиями наук республик и филиалами Академии наук СССР были проведены новые, более детальные кадастровые подсчеты. Продолжались также работы по составлению новых схем использования водотоков и отдельных их участков, в которых приводились данные, уточняющие прежние представления о гидроэнергетических ресурсах по отдельным рекам. Указанные обстоятельства выдвинули вопрос о проведении работы по уточнению подсчетов 1951 г., и такая работа была проведена Гидроэнергопроектом в 1958—1961 гг. В этой работе за счет значительного увеличения числа рек, по которым исчисление гидроэнергоресурсов могло быть проведено прямым подсчетом, а также за счет привлечения для подсчетов новых, более точных исходных данных и материалов водноэнергетических кадастров, составленных в последние годы по отдельным районам, представилось возможным получить уточненные характеристики гидроэнергетического пстенциала Советского Союза.

ВАЛОВОЙ ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОВЕРХНОСТНОГО СТОКА

По этой категории гидроэнергетического потенциала учитывается потенциальная энергия всех поверхностных водных потоков, включая и склоновый сток. Величина этого потенциала характеризует собой предел теоретически возможной к получению гидроэнергии в данном районе. Исчисление валового поверхностного потенциала более доступно, чем определение потенциала речного стока, так как необходимые для этого исходные данные практически могут быть получены для любых районов [1].

Работа по выявлению потенциала поверхностного стока СССР была проведена Гидроэнергопроектом, как уже отмечалось выше, в 1951 г. в процессе выполнения работы по определению величины потенциальных гидроэнергетических ресурсов Советского Союза.

Подсчеты производились на основе карт изолиний среднегодового стока, составленных Б. Д. Зайковым для территории Европейской части СССР в масштабе 1 : 5 000 000 и Азиатской части СССР в масштабе 1 : 10 000 000.

Предварительно карта изолиний среднегодового поверхностного стока, выраженная в *л/сек км*^{2}, была трансформирована в карту слоя стока в сантиметрах.

С этой исходной карты изолинии годового стока были перенесены на рабочие гипсометрические карты. Такими были: карта Европейской части СССР масштаба 1 : 2 500 000 и карта Азиатской части СССР масштаба 1 : 5 000 000.

Для перенесения изолиний годового стока были построены на исходной карте и на перечисленных рабочих картах вспомогательные картографические сетки через 2—2,5° по широте и долготе с учетом особенностей каждой картографической проекции.

После перенесения изолиний стока на рабочие экземпляры карт определялись площади, при этом значительные по площади участки и

---

[1] Это обстоятельство дало основание Комитету по электроэнергии Европейской экономической комиссии ООН выдвинуть в 1957 г. задачу составления по единой методике карты валового поверхностного гидроэнергетического потенциала по Европе, для чего должна быть проведена в каждой из стран в отдельности работа по исчислению величины поверхностного потенциала с распределением его по территории данной страны.

особенно участки, расположенные в северных широтах, где могли быть наибольшие искажения, разделялись на части, которые вычислялись отдельно, по определенным для них ценам делений.

Мощность определялась по формуле

$$N = 0{,}00311\, aFH,$$

где N — валовой потенциал поверхностного стока, тыс. *квт*; a — слой стока, *см*; F — площадь территории высотного контура на карте, ограниченного изолиниями данной ступени стока, *км*^{2}; H — средняя величина возвышения территории в пределах исследуемого контура над уровнем моря, а для замкнутых бассейнов — над местным базисом эрозии.

При вычислениях потенциальной мощности поверхностного стока по зонам слой стока принимался средним из значений изолиний стока, ограничивающих зону. Величина падения, на котором работает сток, т. е. высота площадки (зоны) над базисом эрозии, принималась как среднеарифметическое значение крайних изогипс.

В итоге была получена следующая величина валового потенциала поверхностного стока:

Для всей территории СССР	700	млн. *квт*
в том числе:		
по Европейской части	107	
по Азиатской части	593	

Установление величины поверхностного гидроэнергетического потенциала позволило подойти к приближенной оценке потенциала речного стока.

Для перехода от величины потенциальной энергии поверхностного стока к энергии речного стока были проведены для разных ландшафтных зон сопоставления результатов подсчетов по изложенному выше методу с данными непосредственного учета гидроэнергетических ресурсов рек по продольным профилям. В результате была установлена величина переходного коэффициента, позволившая определить на основе данных по характеристике поверхностного потенциала величину потенциала речного стока СССР. Первоначально она была определена в размере 420 млн. *квт*. Однако эта величина была весьма ориентировочной, поскольку принятый для ее определения переходный коэффициент не мог быть достаточно обоснован для всей территории СССР из-за отсутствия необходимых для этого исследовательских и проектных работ по ряду речных бассейнов, в особенности в Азиатской части СССР. Поэтому переходный коэффициент был впоследствии уточнен, что позволило пересмотреть и ранее установленную величину полного теоретического валового потенциала энергии речного стока, которая в результате этого пересмотра была определена в размере 450 млн. *квт*.

ВАЛОВОЙ ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГИИ РЕЧНОГО СТОКА

Исчисление гидроэнергетического потенциала речного стока производилось в настоящей работе отдельно: по крупным и средним рекам и по малым рекам.

А. *Потенциальные гидроэнергоресурсы крупных и средних рек.* При исчислении величины теоретического валового потенциала энергии речного стока основное внимание было обращено на крупные и средние реки. К этой группе были отнесены все реки мощностью свыше 2 тыс. *квт* с некоторым отступлением для отдельных, преимущественно горных

районов, для которых нижним пределом крупности была принята величина 1,7 тыс. *квт*.

Исчисление потенциальных энергетических ресурсов крупных и средних рек проводилось отдельно по каждой реке методом «линейного учета».

При применении этого метода каждую реку делили на ряд участков и для каждого участка отдельно определялась мощность реки по формуле

$$N_{квт} = 9{,}81 \frac{Q_н + Q_к}{2} H,$$

где $Q_н$ и $Q_к$ — расходы воды в реке соответственно в начале и в конце участка, $м^3/сек$;

H — падение реки на участке, *м*.

Исчисление проводилось по реке, без притоков, путем суммирования показателей гидроэнергетических ресурсов по отдельным участкам — от истока и до устья, а гидроэнергоресурсы притоков подсчитывались таким же образом отдельно. Все подсчеты проводились для среднемноголетнего значения стока реки.

Потенциальные запасы гидроэнергии определялись, исходя из 8760 *час* использования потенциальной мощности или по формуле

$$Э_{квтч} = 85\,900 \frac{Q_н + Q_к}{2} H.$$

Границы расчетных участков устанавливались в точках перелома профиля реки или в местах резкого нарастания приточности реки, т. е. у устья притоков. За начальный створ при составлении продольного профиля реки принимался исток реки, т. е. створ с отчетливо выраженной на карте линией постоянного водотока.

Следует отметить, что в некоторых случаях падение реки между высшей точкой водораздела и отчетливо выраженным створом постоянного водотока составляет, в особенности на горных реках, несколько сотен метров. В таких случаях неточность, вытекающая из условности понятия «начала» реки, приводит к значительным расхождениям в определении общего падения реки, оцененного разными авторами (чем и объясняется ряд различий в литературных источниках).

Для подсчетов потенциальных гидроэнергетических ресурсов реки методом «линейного учета» существенное значение имеет правильное разделение реки на расчетные участки, число которых должно быть достаточным, чтобы выполненные подсчеты мощности по участкам дали бы возможно более точное значение суммарной мощности для всей реки. Вместе с тем в целях избежания излишнего дробления реки на участки и уменьшения числа расчетов следует назначать опорные точки, определяющие собой границы участков, в основном, сообразуясь с нарастанием расходов воды по высоте падения реки.

Особенно большое значение имеет правильное разделение на участки рек, верховья которых характеризуются значительными падениями, но малыми расходами воды. Для этих рек следует точнее назначать границы верхних участков, что гарантирует подсчеты от преувеличения суммарной мощности рек.

Число расчетных участков назначалось в зависимости от протяженности и особенностей продольного профиля реки. Для крупных рек в целях более подробного освещения распределения потенциальных запасов гидроэнергии по длине реки число расчетных участков было примерно 15—20 и более, для небольших рек 4—8 и для самых малых рек — 2—4.

Чтобы выяснить влияние числа участков на точность подсчета потенциальной мощности, были выполнены контрольные вычисления для нескольких рек с различными очертаниями продольного профиля. В табл. II.1 приведены результаты этих вычислений, причем для каждой реки они производились по 1, 2, 3, 4, 5 участкам и более, за 100% принимались мощности по большему количеству участков.

Таблица II.1

№ п/п	Река	Бассейн реки	Доля мощности реки, % при числе участков реки							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	Теча	Оби	89	97	98	100	101	101	100	
2	Леглегер	Лены	115	96	98	100				
3	Сухая Бахта	Енисея	134	93	102	100				
4	Средняя Муокла	Лены	160	105	102	102	99	100		
5	Ус	Енисея	189	96	98	95	96	96	99	100
6	Каргы	»	234	108	95	102	100			
7	Кантегир	»	163	99	96	100	101	98	100	100
8	Юнгюелээ	Лены	242	101	98	102	103	100		
9	Нижняя Терсь	Оби	181	85	98	97	100			

Приведенные в табл. II.1 реки характеризуются сравнительно плавным продольным профилем без резких изменений падения и расходов воды по длине реки. Для таких рек вычисление мощности по одному участку (берется две точки: исток и устье) дает расхождение всего на 10—35% по отношению к более точному вычислению мощности по нескольким участкам.

Реки под № 4—7 характеризуются значительным падением и сравнительно небольшими расходами в верхней части реки; вычисленные для этих рек значения мощности по одному участку значительно (в 1,5—2 раза) превышают мощность, вычисленную по нескольким участкам, но даже и для этих рек вычисление мощности по двум участкам (по трем удачно выбранным точкам) дает расхождения не более чем на 8%.

Реки под № 8—9 характеризуются значительным увеличением приточности в средней или нижней части за счет впадения крупных притоков; для точного определения их мощности требуется разделение не менее чем на 3—4 участка.

Таким образом, определить мощность реки более точно можно по большему количеству участков, однако для относительно малых и средних рек достаточно точная величина мощности может быть получена при двух-трех расчетных участках, но при обязательном условии правильного выбора характерных точек.

В подсчетах по определению величины гидроэнергетических ресурсов исключительно большое значение имеют исходные данные, необходимые для подсчетов: а) картографические — для определения длины, площади водосбора и падения реки и б) гидрологические — для определения среднегодовых значений расходов реки на всем ее протяжении.

В настоящей работе в основном использованы карты масштабов 1 : 1 000 000 и 1 : 100 000. По картам масштаба 1 : 1 000 000 выполнено оконтуривание площадей общих и частных бассейнов рек, их планиметрирование. Карты этого масштаба являются достаточно точными для выполнения этих работ. По картам масштаба 1 : 100 000 строились продольные профили и определялись длины рек. Для водноэнергетического кадастра карты масштаба 1 : 100 000 дают возможность достаточно уве-

ренного построения продольных профилей, хотя работа с ними для значительных территорий требует большой затраты времени и труда (для территории Сибири и Дальнего Востока потребовалось обработать около 15 000 планшетов).

Вторым обязательным условием для определения потенциальных гидроэнергетических ресурсов является наличие достаточно точных материалов по стоку рек.

Для выполнения настоящей работы по пересчету гидроэнергетических ресурсов были собраны и использованы все имеющиеся гидрологические разработки, сделанные различными учреждениями и авторами по отдельным районам. Кроме этих работ, были использованы многочисленные материалы по гидрологическому обоснованию схем использования отдельных крупных рек, составленных Гидроэнергопроектом, Гидропроектом и другими организациями, а также для бассейнов рек, территории которых не освещены обобщенными работами, материалы Государственного гидрологического института по годовому стоку, основанные на данных наблюдений последних лет. В первую очередь были использованы новые карты изолиний среднегодового стока, построенные для отдельных районов.

Для значительной части территории Сибири (районы среднего и нижнего течения Оби, Енисея и Лены) новых карт изолиний стока не было, поэтому для таких районов значения среднегодовых расходов определялись по полученным из ГГИ данным о стоке по многим гидрометеостанциям, расположенным на этой территории, с приведением этих данных к многолетнему периоду, при этом для сопоставлений использованы были и карты изолиний Б. Д. Зайкова. Для крупных рек величины расходов воды взяты из схем использования этих рек.

Собранные материалы по гидрологической характеристике рек позволили уточнить нормы стока по отдельным районам, в особенности по слабо изученным районам Сибири и Дальнего Востока.

Ко времени окончания подсчетов гидроэнергоресурсов в ГГИ было закончено уточнение карты распределения среднегодового стока на территории СССР. По Европейской части эта карта не имеет расхождений со схематической картой, составленной Гидроэнергопроектом в процессе настоящей работы; некоторые расхождения в направлениях изолиний стока отмечаются в Азиатской части СССР, что, однако, не может оказать существенного влияния на исчисленную величину запасов гидроэнергии в этой части страны, так как в основном карта изолиний стока использована была для установления расчетных расходов в створах относительно небольших неизученных рек.

Стоковые данные для расчетных створов по длине больших и средних рек были получены с учетом всех собранных для этой работы материалов. При этом за основу были приняты материалы многолетних наблюдений по опорным пунктам на реках. Значения среднемноголетнего стока каждого опорного пункта были увязаны с соседними пунктами по длине реки с учетом боковой приточности. Для Днепра, Дона, Кубани, Днестра, Оби, Лены, Ангары, Енисея, Амура и ряда других рек данные о значениях среднегодовых расходов по отдельным опорным пунктам были заимствованы из схем использования этих рек.

Для рек, или участков рек, по которым нет опорных пунктов с многолетними наблюдениями, данные о стоке для расчетных створов определялись по имеющимся картам изолиний среднего годового стока. Полученные величины расходов контролировались наблюдениями на опорных пунктах, расположенных на данной реке или реке, в которую она впадает.

Для небольших рек (притоков третьего порядка и более) при отсутствии на них опорных пунктов данные о стоке определялись по модулю

стока для промежуточной площади бассейна между опорными пунктами на реке, в которую данная малая река впадает. В этих случаях для всей малой реки — от истока до устья — принимался один постоянный модуль стока.

Для горных районов Кавказа, Казахстана, Киргизии, Таджикистана и других значения среднегодовых расходов рек для расчетных створов устанавливались с учетом выполненных для отдельных районов региональных гидрологических работ по зависимостям зональных модулей среднегодового стока рек с высотами их водосборов.

Большое внимание было обращено на мало изученные районы страны, по которым не было достаточных исходных данных при составлении работы 1951 г., а также на районы, для которых были выявлены новые данные, в значительной мере отличающиеся от старых. Поэтому сплошной пересчет гидроэнергетических ресурсов в основном был проведен по Сибири, Дальнему Востоку и по значительной части Средней Азии. По Европейской же части СССР новые пересчеты проводились только по отдельным районам, так как здесь по большинству рек подсчеты 1951 г. основывались на достаточно надежных исходных данных или же по ним имелись показатели, полученные в результате новых проектных проработок, в связи с чем пересчетов по ним не требовалось. Не делались также пересчеты и по рекам, по которым за последние годы были проведены кадастровые работы научно-исследовательскими институтами республиканских академий наук и филиалами Академии наук СССР, за исключением тех случаев, когда исходные данные, принимавшиеся в этих работах, были устаревшими или же когда методика расчетов не соответствовала принятой в настоящей работе.

Такие работы были выполнены по республикам Средней Азии, Закавказья и Прибалтики, по Казахской ССР и Белорусской ССР академиями наук соответствующих республик, а по отдельным районам РСФСР — Кольскому полуострову, Карелии, Дагестану и Сахалину — филиалами АН СССР. В этих работах подсчеты гидроэнергетических ресурсов проводились в основном по общепринятой методике, но были и отдельные отступления, что привело к некоторой неоднородности подсчетов. Отступления в основном касались критерия разделения рек на малые и крупные. Так, например, по Грузинской ССР к категории малых рек были отнесены реки с площадью водосбора 50—100 *км*^{2}, по Таджикской ССР — реки длиной 10—25 *км*. Для этих рек, как для малых, был применен метод обобщенного учета.

По Азербайджанской ССР, Белорусской ССР, Литовской ССР и Кольскому полуострову был применен метод линейного учета к рекам длиной от 5 *км*, а по Киргизской ССР — к рекам с начальным расходом выше 2 *м*^{3}/*сек*.

В результате указанных отступлений некоторые реки Грузинской ССР, малые по площади водосбора, но имеющие большие падения и высокий модуль стока, оказались обладающими большими мощностями. Однако они не были учтены по группе рек с мощностью более 2 тыс. *квт*. Аналогичные недоучеты имеются и в других упомянутых работах..

В связи с неоднородностью методики исчисления величины гидроэнергетических ресурсов при использовании подсчетов академий наук союзных республик и филиалов АН СССР была проведена методологическая увязка. Кроме того, были внесены коррективы, вытекающие из последних проектных работ.

Ниже приводятся краткие характеристики использованных работ и внесенные в них коррективы.

Институт энергетики АН *Казахской ССР* в 1964 г. закончил исследования по уточнению данных о величине потенциальных гидроэнергетических ресурсов республики [13]. В работе было учтено 2174 реки

длиной от 10 *км* и выше с суммарной потенциальной мощностью 19,6 млн. *квт*.

При подсчетах гидроэнергоресурсов применялись два метода: для рек протяженностью более 25 *км* применялся линейный метод и для рек протяженностью от 10 до 25 *км* — метод приближенной оценки ресурсов по количественной связи между потенциальной и условной теоретической мощностью потока.

При использовании указанной работы были исключены из подсчетов реки мощностью менее 2 тыс. *квт* (около 1500 рек) с суммарной потенциальной мощностью в 0,8 млн. *квт*, так как такие реки в настоящем труде учтены отдельно — по категории малых рек. Внесены были изменения также в подсчеты по пограничным рекам (рр. Хоргос, Анкаба и др.), потенциальная мощность которых в работе АН Каз. ССР учтена в полном размере, в то время как такие реки обычно учитываются в размере 50%. С внесением этих поправок, величина потенциальных гидроэнергоресурсов Казахской ССР по группе крупных и средних рек определена в размере 18,6 млн. *квт*.

Институт энергетики и водного хозяйства АН *Киргизской ССР* выполнил в 1957—1958 гг. работу по подсчету и качественной оценке гидроэнергоресурсов республики [14].

В работе было охвачено линейным учетом 180 рек с суммарной потенциальной мощностью 14,9 млн. *квт*. При использовании этих данных было дополнительно учтено еще 59 рек с суммарной мощностью 581 тыс. *квт*, в том числе: в бассейне оз. Иссык-Куль — 91 тыс. *квт*, в бассейне р. Сыр-Дарьи (в основном по бассейну р. Нарына) — 303 тыс. *квт* и в бассейне р. Кызыл-Су — 187 тыс. *квт*; одновременно были исключены три малых реки с суммарной мощностью 3 тыс. *квт*.

С учетом указанных поправок гидроэнергетические ресурсы Киргизской ССР по учтенным 236 рекам республики определились в размере 15,5 млн. *квт*.

АН *Таджикской ССР* в период 1955—1958 гг. выполнила работу [15] по составлению водноэнергетического кадастра республики, в которой учтено 537 рек с суммарной потенциальной мощностью 38,8 млн. *квт*.

При использовании этой работы были внесены следующие поправки: а) исключены малые реки с суммарной мощностью около 100 тыс. *квт;* б) уменьшена величина энергетических ресурсов трех пограничных рек — Памира, Пянджа и Аму-Дарьи — на 5804 тыс. *квт;* в) исключена потенциальная мощность расположенного на территории Киргизской ССР верхнего участка р. Кызыл-Су (Алайской) с притоками в размере 565 тыс. *квт;* г) потенциальная мощность р. Вахша, в соответствии с последними проектными работами по схеме использования, принята в размере 5130 тыс. *квт*, а вместе с реками Сурхоб и Муук-Су — 7478 тыс. *квт*, вместо 7377 тыс. *квт* и включена неучтенная в подсчетах АН Таджикской ССР потенциальная мощность р. Сыр-Дарьи с притоками (на участке, расположенном в Таджикской ССР) в размере 300 тыс. *квт*.

С учетом этих поправок величина потенциальных гидроэнергетических ресурсов (без малых рек) была определена в размере 32,6 млн. *квт*.

По *Туркменской ССР* имеется работа Туркменгипроводхоза по схеме энергоснабжения сельского хозяйства. В этой работе гидроэнергетические ресурсы оцениваются в 2632 тыс. *квт*.

При использовании этой работы были исключены малые реки (суммарная мощность 29 тыс. *квт*), внесена поправка в приводимую величину потенциальной мощности р. Аму-Дарьи: принято 2373 тыс. *квт* вместо 2487 тыс. *квт* и дополнительно включены не учтенные в подсчетах Туркменгипроводхоза четыре реки с суммарной мощностью 34 тыс. *квт*.

В итоге потенциальные гидроэнергетические ресурсы Туркменской ССР по группе учтенных крупных и средних рек определились в размере 2,5 млн. *квт*.

Энергетическим институтом АН *Азербайджанской ССР* в период 1946—1950 гг. выполнена работа [16] по уточнению величины гидроэнергетических ресурсов республики. В этой работе было учтено 764 реки с суммарной потенциальной мощностью 4918 тыс. *квт*.

При использовании этой работы были внесены следующие коррективы: а) исключены из подсчетов 534 малые реки с суммарной мощностью 282 тыс. *квт*; б) изменены показатели потенциальных ресурсов рек: Аракса на пограничном участке с Ираном и Самура по границе с Дагестаном соответственно на 175 тыс. *квт* и 315 тыс. *квт*; в) включена пропущенная в подсчетах р. Агричай (приток р. Алазани) с мощностью 88 тыс. *квт*.

В итоге потенциальные гидроэнергетические ресурсы Азербайджанской ССР по учтенным 230 рекам определились в размере 4234 тыс. *квт*.

По *Армянской ССР* были использованы работы Института энергетики и гидравлики АН Армянской ССР по схемам энергоиспользования рек республики. На основе приведенных в этой работе топографических и гидрологических характеристик Гидроэнергопроектом были проведены самостоятельные детальные подсчеты методом линейного учета, определившие суммарные потенциальные гидроэнергетические ресурсы Армянской ССР по группе крупных и средних рек (в количестве 98 рек) в размере 2,1 млн. *квт*.

По *Грузинской ССР* была учтена работа по определению величины гидроэнергетических ресурсов, выполненная институтом энергетики АН Грузинской ССР, изданная в 1962 г. [17]. В этой работе было учтено 319 рек, в том числе 19 рек с малой мощностью; потенциальная мощность по группе крупных и средних рек определилась в размере 15,5 млн. *квт*.

При исчислении гидроэнергетического потенциала *Кольского полуострова* были учтены подсчеты, выполненные Кольским филиалом АН СССР [18]. Этими подсчетами были охвачены все водотоки длиной более 5 *км*, при этом для рек длиной более 25 *км* и с площадью водосбора свыше 100 *км*^{2} был применен метод линейного учета, а для всех остальных — метод обобщенного учета. Было учтено 504 реки с суммарной потенциальной мощностью 2,3 млн. *квт*. При этом не были охвачены западная часть полуострова (бассейны рек Поатсо-Йоки и Печенги) и низовой участок р. Ковды с притоками, но частично были учтены и мелкие реки. Поэтому при использовании этих данных были дополнительно учтены девять рек с потенциальной мощностью 323 тыс. *квт* и исключена мощность 368 малых рек в размере 435 тыс. *квт*. После внесения этих коррективов число учтенных крупных и средних рек по Кольскому полуострову (в пределах Мурманской области) определилось в 145, а их суммарная потенциальная мощность — в 2,2 млн. *квт*.

По *Карельской АССР* имеется кадастровая работа по учету потенциальных гидроэнергетических ресурсов, выполненная в 1953 г. Карельским филиалом АН СССР [19]. Кадастром было охвачено 445 рек с суммарной потенциальной мощностью 1,5 млн. *квт*. При использовании этой работы были исключены малые водотоки, а суммарная мощность учтенных 89 крупных и средних рек была определена в размере 1,4 млн. *квт*.

При исчислении гидроэнергетического потенциала *о-ва Сахалин* была учтена работа бывш. Сахалинского филиала АН СССР (ныне Сахалинского комплексного научно-исследовательского института Сибирского отделения АН СССР), выполненная в 1952 г. С учетом внесенных поправок (исключены из подсчета малые реки) потенциальные гидро-

энергетические ресурсы о-ва Сахалин были определены в размере 0,5 млн. *квт*.

В подсчетах по *Дагестанской АССР* была учтена работа Дагестанского филиала АН СССР по теме «Использование энергии бассейнов рек Сулака, Самура и Терека», выполненная в период 1952—1955 гг., при использовании этой работы из учтенных в ней 22 рек были исключены четыре реки с малой мощностью, а по остальным частично были внесены коррективы с учетом кадастровых работ АН Грузинской и Азербайджанской ССР. Кроме того, по р. Самуру снижена мощность за счет отнесения части мощности на пограничном участке к Азербайджанской ССР. После внесения этих коррективов суммарная потенциальная мощность по учтенным 18 рекам Дагестанской АССР определилась в размере 3,4 млн. *квт*.

Таблица II.2

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы крупных и средних рек

Территория	Площадь, тыс. $км^2$	Потенциальные гидроэнергетические ресурсы			Удельная насыщенность, тыс. $квт \cdot ч/км^2$
		млн. *квт*	млрд. $квт \cdot ч$	доля от итога по СССР, %	
СССР в целом	22 272	381	3338	100	150
в том числе:					
Европейская часть СССР	5 948	67	588	17,6	99
Азиатская часть СССР	16 324	14	2750	82,4	168

Примечание. Европейская часть СССР принята с включением Урала, но без его восточной территории, расположенной в бассейне р. Оби и включающей Тюменскую и Курганскую области полностью, а Свердловскую и Челябинскую,— частично. По Европейской части СССР учтена также западная часть Казахстана (Западно-Казахстанский край в составе Уральской, Актюбинской и Гурьевской областей).

В 1963 г. Институтом водных проблем и гидроэнергетики АН *Узбекской ССР* была опубликована работа по водноэнергетическому кадастру Узбекской ССР. В этой работе потенциальные гидроэнергетические ресурсы определены в размере 12,2 млн. *квт*, однако при подсчетах потенциальные ресурсы рек, используемых на орошение, исчислялись без учета отъема воды, что приводило к завышению реальной величины энергопотенциала этих рек.

В подсчетах имеются также некоторые неточности в исчислении относимой к Узбекской ССР доли потенциала энергии рек Чаткал и Майдантал, а также в исчислении потенциала р. Пскем.

Скорректированная в свете этих замечаний величина потенциальных гидроэнергоресурсов Узбекской ССР определена в размере 9,6 млн. *квт*.

В работе Гидроэнергопроекта по уточнению гидроэнергетического потенциала СССР были использованы также данные водноэнергетических кадастров по *Литовской, Белорусской* и частично *Латвийской ССР* [20, 21], составленные академиями наук этих республик.

Кроме перечисленных материалов, были использованы по отдельным рекам проектные работы Гидропроекта, Средазгипроводхоза и других организаций (рис. II.1).

В результате по группе крупных и средних рек было учтено 4702 водотока. Их потенциальные ресурсы приведены в табл. II.2.

Учтенные 4702 реки принадлежат к бассейнам 11 морей; распределение их по басейнам морей с указанием потенциальных ресурсов дано на рис. II.2, II.3 и в табл. II.3, в которой для сопоставления приведены аналогичные данные из работы Гидроэнергопроекта 1951 г.

Таблица II.3

Распределение учтенных крупных и средних рек по бассейнам морей

Бассейн морей и озер	Число учтенных рек		Потенциальные энергетические ресурсы млрд. *квт-ч*	
	1951 г.	1961 г.	1951 г.	1961 г.
Черного и Азовского	178	484	162	194
Балтийского	78	160	27	30
Баренцева и Белого	128	258	79	85
Карского	232	999	786	877
Лаптевых	82	547	618	685
Восточно-Сибирского и Чукотского	22	92	160	180
Берингова	5	28	39	55
Охотского	65	268	294	313
Японского	13	27	18	16
Бессточных озер (средней Азии и Казахстана)	397	1176	534	623
Каспийского	279	663	260	280
Всего по СССР	1479	4702	2978	3338

По своим основным гидрографическим показателям учтенные реки характеризуются данными табл. II.4.

В табл. II.5 и II.6 приводится распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов крупных и средних рек по крупным экономическим районам и союзным республикам. При распределении потенциальной мощности рек, протекающих полностью или частично по границе между республиками, краями или областями, условно принималось деление исчисленной мощности реки на пограничном участке пополам. Этот же принцип условного распределения потенциальной мощности применялся и для пограничных рек между СССР и другими странами. Приведенные в таблицах данные показывают, что распределение гидроэнергетических ресурсов по территории страны весьма неравномерно (рис. II.3, II.5 и II.6): преобладающая их часть (свыше 80%) размещена в восточных районах страны и по преимуществу в районах Сибири. Здесь сосредоточены огромнейшие запасы гидроэнергии Ангары и Енисея, Оби и Иртыша, Лены и Витима и других рек.

Большие запасы гидроэнергии расположены в районах Средней Азии, где наибольшие сосредоточения гидроэнергетических ресурсов в Таджикской ССР, которая по насыщенности гидроэнергетическими ресурсами на единицу площади занимает первое место в СССР (2000 тыс. *квт ч/км²*).

В Европейской части СССР высокими показателями по удельной насыщенности гидроэнергетическими ресурсами отличаются районы Закавказья, особенно Грузинская ССР, где на 1 *км²* территории приходится 1945 тыс. *квт · ч* гидроэнергии при средней насыщенности по Закавказью в целом 1028 тыс. *квт · ч*.

Средняя насыщенность гидроэнергетическими ресурсами СССР определяется величиной всего 150 тыс. *квт · ч/км²*.

В табл. II.7 и на рис. II.4 приведены данные, характеризующие запасы гидроэнергии наиболее мощных рек СССР.

Характеристика учтенных

По протяженности			По площади водо	
интервалы протяженности, *км*	число рек	%	интервалы по площадям водосбора, *км²*	число рек
10	187	4,2	50	344
11—50	1638	36,5	51—100	477
51—100	817	18,2	101—500	927
101—200	925	20,6	501—1 000	410
201—300	397	8,9	1 001—5 000	1360
301—500	298	6,7	5 001—10 000	423
501—1000	167	3,7	10 001—50 000	425
1001—2000	37	0,8	50 001—100 000	60
> 2001	17	0,4	100 001—500 000	45
			500 001—1 000 000	5
			> 1 000 000	7
Всего** . . .	4483	100	Всего . . .	4483

* В знаменателе приведен итог с учетом условного снижения величины потенциальных ресурсов
** В таблице не учтено 219 рек в бассейне р. Иртыша мощностью в основном меньше

Б. *Потенциальные гидроэнергоресурсы малых рек.* Кроме учтенных 4702 крупных и средних по мощности водотоков, на территории СССР насчитывается огромное количество малых рек. К этой группе рек были в основном отнесены все реки с мощностью менее 2 тыс. *квт*. Исчисление потенциальных гидроэнергетических ресурсов этих рек проводилось методом обобщенного учета. Применение его, несмотря на приближенность получаемых результатов, является вполне оправданным, так как удельный вес энергоресурсов малых рек в общей величине гидроэнергетических ресурсов страны не превышает 15%.

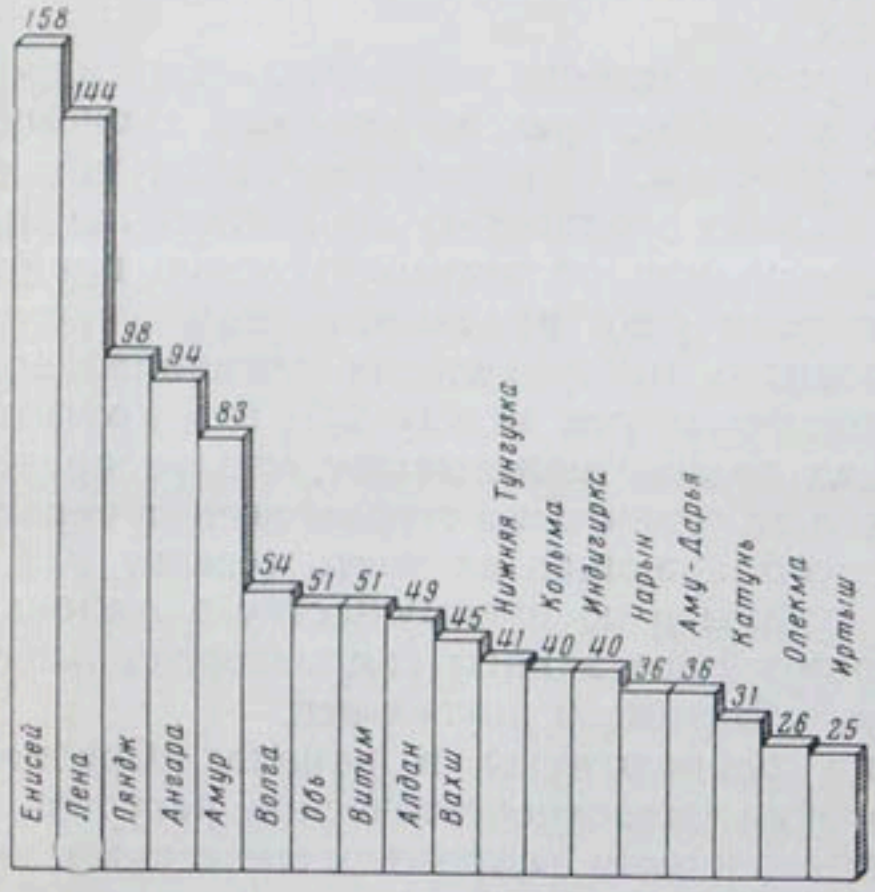


Рис. II.4. Потенциальные гидроэнергетические ресурсы наиболее мощных рек СССР (в млрд. *квт·ч*)

Подсчет потенциальных гидроэнергетических ресурсов малых рек, как уже отмечалось выше, был выполнен в 1946 г. С. В. Григорьевым [10].

Более поздних по времени работ по подсчету гидроэнергоресурсов малых рек с охватом всей территории СССР, проведенных по единой методике, нет. Поэтому в настоящей работе при определении величины потенциальных ресурсов малых рек данные подсчетов Григорьева были приняты за основу по всем районам, кроме тех, по которым были проведены в последующие годы новые, более детальные подсчеты.

Таблица II.4

крупных и средних рек

сбора	По мощности			
%	интервалы мощностей, тыс. *квт*	число рек	суммарная мощность, тыс. *квт*	доля от общей мощности по СССР, %
7,7	2—10	2046	9 995	2,6
10,6	11—50	1513	35 741	9,2
20,7	51—100	388	27 176	7,0
9,2	101—200	235	33 614	8,7
30,3	201—500	188	57 750	14,9
9,4	501—1000	58	41 213	10,6
9,5	1001—2000	31	41 658	10,8
1,3	2001—3000	9	20 970	5,4
1,0	3001—5000	6	25 550	6,6
0,1	> 5000	10	94 570	24,2
0,2				
100	Всего . . .	4483	388 237* / 377 700	100

пограничных рек Пяндж, Амур, Аму-Дарья и Аракс.
100 тыс. *квт*.

Такие подсчеты были выполнены по Кольскому полуострову и Карелии филиалами АН СССР и по Литовской и Белорусской ССР — академиями наук этих республик, а частично и по некоторым другим районам.

Таблица II.5

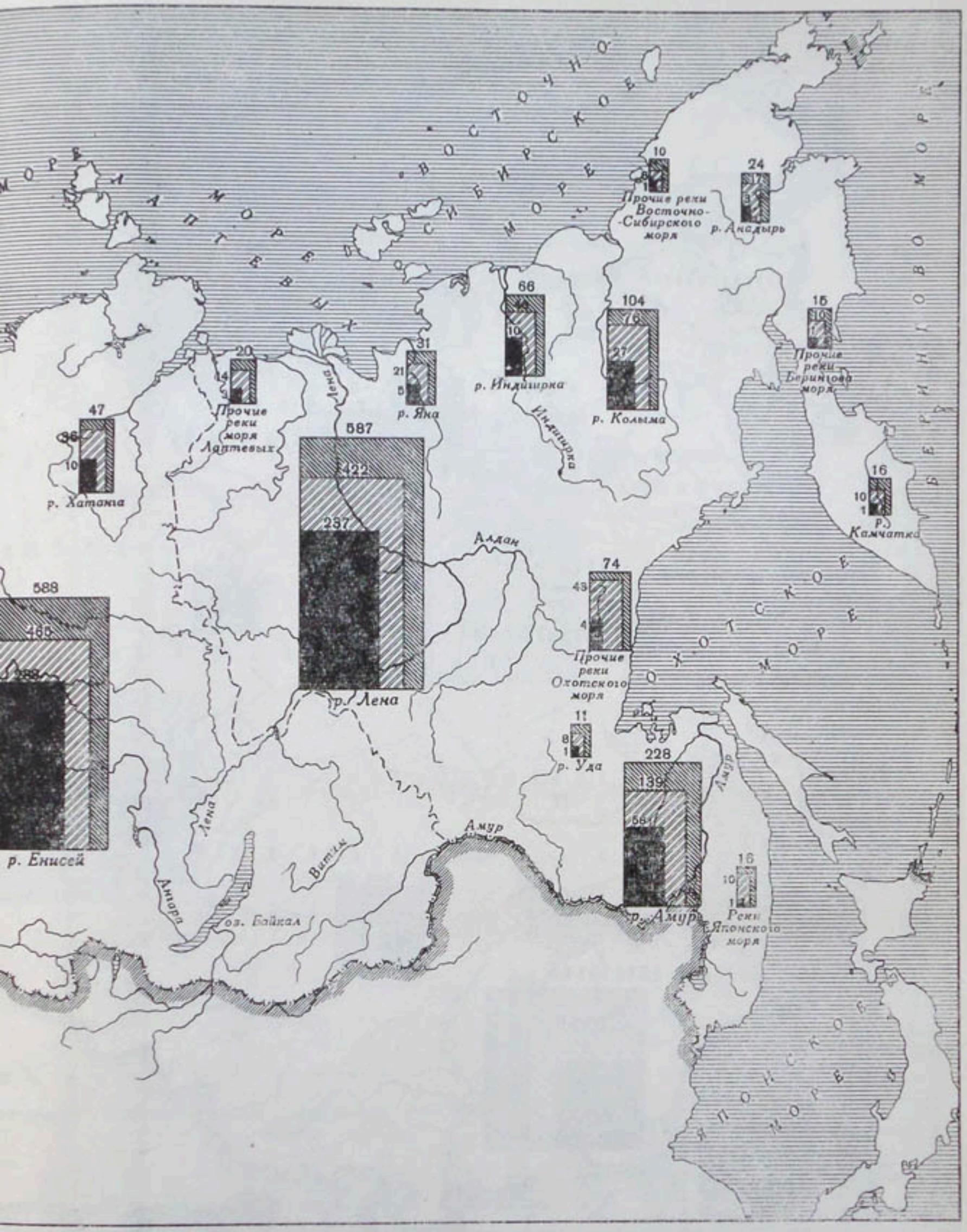
Потенциальные гидроэнергетические ресурсы учтенных крупных и средних рек
(распределение по союзным республикам)

Республика	Площадь, тыс. *км²*	Потенциальные гидроэнергетические ресурсы			Насыщенность, тыс. *квт·ч/км²*
		мощность, млн. *квт*	среднегодовая выработка, млрд. *квт·ч*	доля от итога по СССР, %	
РСФСР	17 075,4	273,4	2395,1	71,7	140
Украинская	601,0	4,8	41,8	1,3	70
Белорусская	207,6	0,7	6,1	0,18	29
Узбекская	449,5	9,6	84,1	2,4	188
Казахская	2 715,2	18,6	162,9	4,9	60
Грузинская	69,7	15,5	135,7	4,1	1945
Азербайджанская	86,6	4,2	37,1	1,1	428
Литовская	65,2	0,5	4,5	0,15	69
Молдавская	33,7	0,2	1,9	0,06	56
Латвийская	63,7	0,7	6,3	0,18	99
Киргизская	198,5	15,5	135,5	4,1	685
Таджикская	143,1	32,6	285,6	8,5	2000
Армянская	29,8	2,1	18,6	0,6	624
Туркменская	488,1	2,5	22,1	0,7	45
Эстонская	45,1	0,07	0,7	0,02	16
Всего . . .	22 272	381,0	3338	100	150

При использовании указанных работ их выводы были скорректированы в основном за счет исключения рек мощностью свыше 2 тыс. *квт*, учтенных по группе крупных и средних рек. В результате — потенциальные ресурсы малых рек были определены в размерах, показанных в табл. II.8 и II.9.



Рис. II.5. Размещение гидроэнергетических ресурсов СССР



по бассейнам рек первого порядка

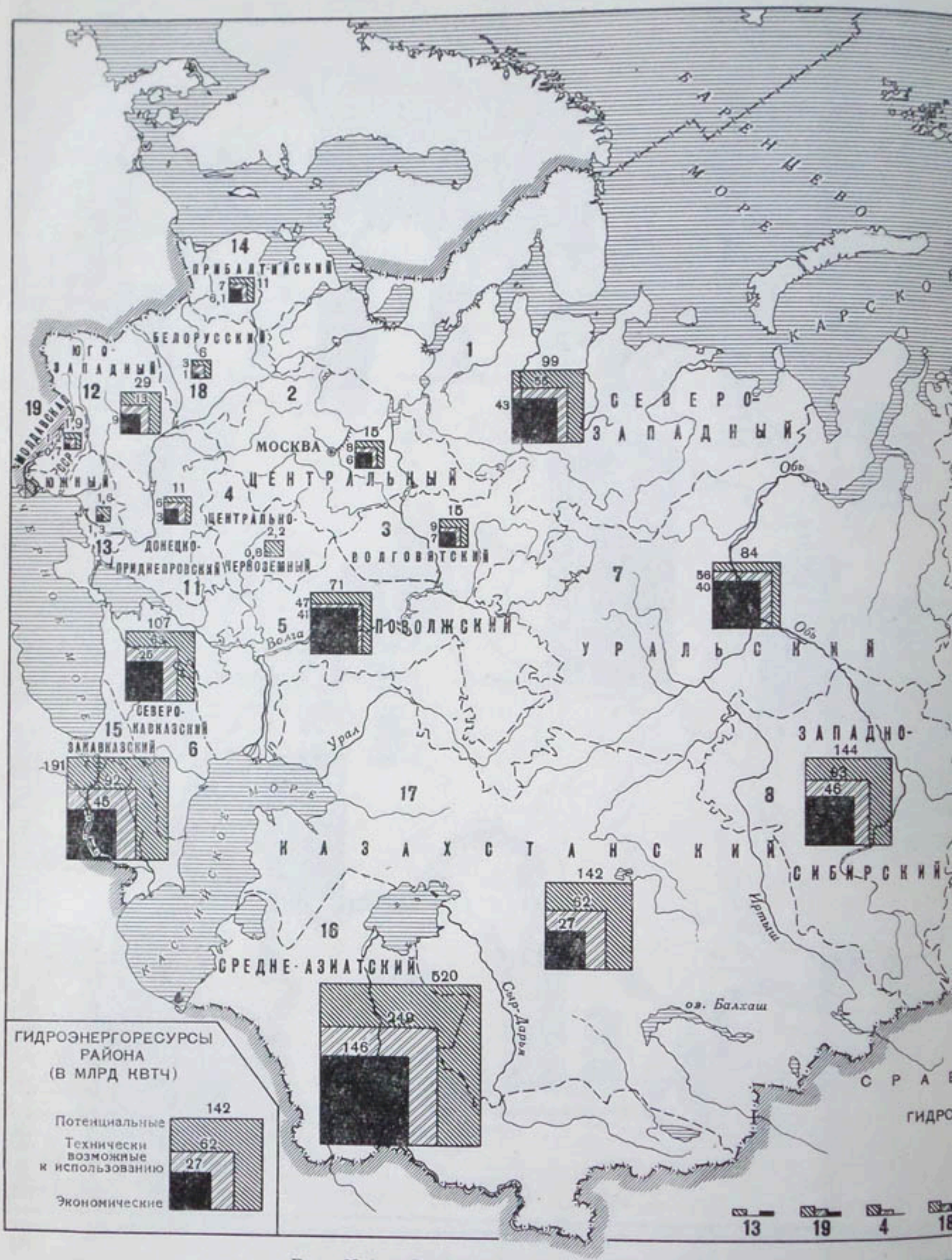
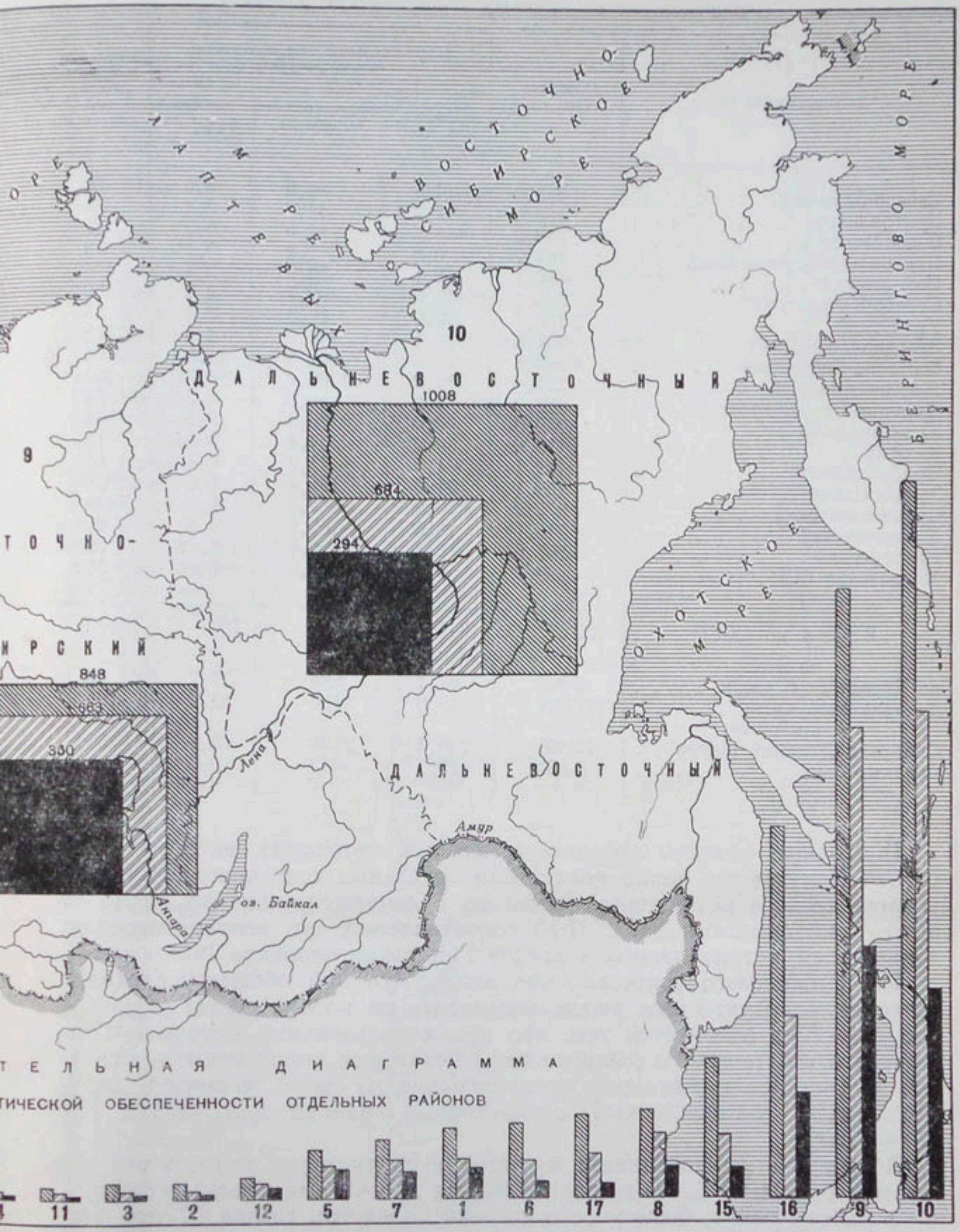


Рис. II.6. Распределение гидроэнергетического потенциала СС

Примечание. По уточненным данным, гидроэнергопотенциал Казахстанского района составляет 163, а Среднеазиатского — 527 млрд. *квт·ч*.



по экономическим районам

Таблица II.6

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы учтенных крупных и средних рек
(Распределение по крупным экономическим районам)

Экономический район	Площадь, тыс. км²	Потенциальные гидроэнергетические ресурсы			Удельная насыщенность, тыс. квт·ч/км²
		мощность, млн. квт	среднегодовая выработка, млрд. квт·ч	доля от итога по СССР, %	
Северо-Западный	1 662,8	11,3	98,9	3,0	59
Центральный	485,2	1,7	14,7	0,4	31
Волго-Вятский	263,2	1,7	15,0	0,5	57
Центрально-Черноземный	167,7	0,3	2,2	0,1	13
Поволжский	680,1	8,1	70,7	2,1	104
Северо-Кавказский	355,1	12,3	107,7	3,3	300
Уральский	2 115,7	9,6	84,3	2,5	43
Западно-Сибирский	991,8	16,4	144,0	4,4	146
Восточно-Сибирский	4 122,8	96,9	848,5	25,5	206
Дальневосточный	6 215,9	115,2	1008,4	30,0	161
Донецко-Приднепровский	221,2	1,2	10,8	0,3	51
Юго-Западный	269,0	3,4	29,4	0,9	108
Южный	110,8	0,2	1,6	0,06	15
Прибалтийский	189,1	1,3	11,7	0,4	66
Закавказский	186,1	21,8	191,4	5,8	1028
Среднеазиатский	1 279,2	60,2	527,3	15,7	420
Казахстанский	2 715,1	18,6	162,9	4,8	60
Белорусский	207,6	0,7	6,1	0,18	29
Молдавская ССР	33,7	0,2	1,9	0,06	56
Всего по СССР	22 272	381,0	3338	100	150
из них:					
по Европейской части	5 948	67,1	588	17,7	99
по Азиатской части	16 324	313,9	2750	82,3	167
в том числе:					
Сибирь и Дальний Восток	13 465	240,4	2108	63,4	156
Средняя Азия	2 859	73,5	642	18,9	225

В. *Полный валовой гидроэнергетический потенциал речного стока СССР.* Полученные новые показатели отдельных составляющих гидроэнергетического потенциала несколько отличаются, как это видно из ниже приводимого в табл. II.10 сопоставления, от соответствующих показателей, установленных в работе Гидроэнергопроекта 1951 г.

Из приводимого сопоставления видно, что при общем увеличении потенциала по учтенным рекам показатель по малым рекам снизился. Это снижение обясняется тем, что при использовании методики Григорьева в его подсчеты были внесены некоторые коррективы, в основном за счет исключения рек, превышающих по своей мощности верхний предел, установленный в настоящей работе для малых рек (2 тыс. *квт*).

Повышение же потенциала крупных и средних рек явилось результатом значительно более широкого охвата подсчетами речной сети страны: в работе 1965 г. было учтено прямым подсчетом свыше 4,7 тыс. рек, а в подсчетах 1951 г.— всего около 1,5 тыс. рек. Кроме того, в новых подсчетах были использованы более точные и более обоснованные исходные гидрологические и картографические данные, что позволило все расчеты по установлению величины энергетических ресурсов выполнить более детально.

Однако, несмотря на указанный широкий охват подсчетами речной сети, а также бóльшую достоверность исходных данных, гидроэнерге-

Таблица 11.7

Гидроэнергетические ресурсы наиболее мощных рек СССР

№ п/п	Река	Бассейн	Млн. *квт*	Млрд. *квт·ч*
1	Енисей*	Карское море	18,1	158
2	Лена	Море Лаптевых	16,4	144
3	Пяндж	Аму-Дарья	11,1	98
4	Ангара	Енисей	10,7	94
5	Амур	Охотское море	9,5	83
6	Волга	Каспийское море	6,2	54
7	Обь	Карское »	5,9	51
8	Витим	Лена	5,8	51
9	Алдан	»	5,5	49
10	Вахш	Аму-Дарья	5,1	45
11	Нижняя Тунгуска	Енисей	4,7	41
12	Колыма	Восточно-Сибирское море	4,5	40
13	Индигирка	То же	4,5	40
14	Аму-Дарья	Аральское море	4,1	36
15	Нарын	Сыр-Дарья	4,2	36
16	Катунь	Обь	3,5	31
17	Олекма	Лена	2,9	26
18	Иртыш	Обь	2,9	25
19	Вилюй	Лена	2,6	22
20	Котуй	Хатанга	2,4	21
21	Учур	Алдан	2,1	18
22	Подкаменная Тунгуска	Енисей	2,1	18
23	Оби-Хингоу	Вахш	2,0	17,6
24	Зеравшан	Аму-Дарья	2,0	17,6
25	Сыр-Дарья	Аральское море	2,0	17,6
26	Зея	Амур	2,0	17,4
27	Кура	Каспийское море	1,9	16,6
28	Томь	Обь	1,7	15,2
29	Сурхоб	Вахш	1,7	14,7
30	Бурея	Амур	1,7	14,6
31	Днепр	Черное море	1,7	14,6
32	Печора	Баренцево море	1,6	14,3
33	Омолон	Колыма	1,5	13,1
34	Кама	Волга	1,45	12,7
35	Аракс	Кура	1,42	12,5
36	Кафирниган	Аму-Дарья	1,42	12,5
37	Ингури	Черное море	1,40	12,3
38	Мая	Алдан	1,38	12,1
39	Селемджа	Зея	1,37	12,0
40	Абакан	Енисей	1,37	12,0
41	Чуна-Уда	Тасеева-Енисей	1,35	11,8
42	Чара	Олекма	1,26	11,0
43	Ока	Енисей	1,26	11,0
44	Терек	Каспийское море	1,24	10,8
45	Кубань	Азовское »	1,22	10,7
46	Анадырь	Берингово »	1,16	10,2
47	Гонам	Учур-Алдан	1,16	10,2
48	Киренга	Лена	1,13	9,9
49	Малый Енисей	Енисей	1,11	9,7
50	Тымптон	Лена	1,09	9,5
51	Риони	Черное море	1,03	9,0
52	Оленек	Море Лаптевых	1,03	9,0
53	Чирчик	Сыр-Дарья	1,02	8,9
54	Сев. Двина	Белое море	1,02	8,9
55	Амгунь	Амур	1,00	8,8
56	Селенга	Байкал	1,00	8,7

* Включая Б. Енисей; без Б. Енисея — 16,4 млн. *квт* и 144 млрд. *квт·ч*.

Примечание. Гидроэнергоресурсы пограничных рек показаны в полном размере.

Таблица II.8

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек
(распределение по союзным республикам)

Республики	Мощность, млн. *квт*	Выработка, млрд. *квт·ч*	Удельная насыщенность, тыс. *квт·ч/км²*
РСФСР	44,5	389,9	23
Украинская	0,33	2,9	5
Белорусская	0,17	1,5	7
Узбекская	0,50	4,4	11
Казахская	4,4	35,7	13
Грузинская	2,7	23,7	330
Азербайджанская	0,73	6,4	74
Литовская	0,11	0,9	15
Молдавская	0,02	0,2	6
Латвийская	0,11	0,9	14
Киргизская	0,80	7,0	35
Таджикская	1,6	14,0	98
Армянская	0,37	3,2	106
Туркменская	0,20	1,8	3
Эстонская	0,08	0,7	15
Итого	56,3	493,2	22

Таблица II.9

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек
(распределение по крупным экономическим районам)

Экономический район	Мощность, млн. *квт*	Выработка, млрд. *квт·ч*	Удельная насыщенность, тыс. *квт·ч/км²*
Северо-Западный	2,0	17,7	11
Центральный	0,21	1,9	4
Волго-Вятский	0,08	0,7	3
Центрально-Черноземный	0,08	0,7	4
Поволжский	0,22	1,9	3
Северо-Кавказский	2,2	19,3	45
Уральский	3,04	26,6	12
Западно-Сибирский	4,7	41,4	42
Восточно-Сибирский	17,1	149,1	32
Дальневосточный	14,9	130,6	15
Донецко-Приднепровский	0,1	0,9	4
Юго-Западный	0,11	1,0	4
Южный	0,12	1,1	10
Прибалтийский	0,29	2,5	14
Закавказский	3,8	33,3	177
Среднеазиатский	3,1	27,2	22
Казахстанский	4,1	35,7	13
Белорусский	0,17	1,5	7
Молдавская ССР	0,02	0,2	6
Итого	56,3	493,2	22
В том числе:			
по Европейской части СССР	10,9	95,5	15,8
по Азиатской части СССР	45,4	397,7	24,5

тические ресурсы СССР учтены еще не полностью. Не исключена возможность, что в отдаленных районах крайнего северо-востока Азиатской части СССР, или в горных малодоступных районах Средней Азии имеются водотоки, ресурсы которых не были учтены или учтены с занише-

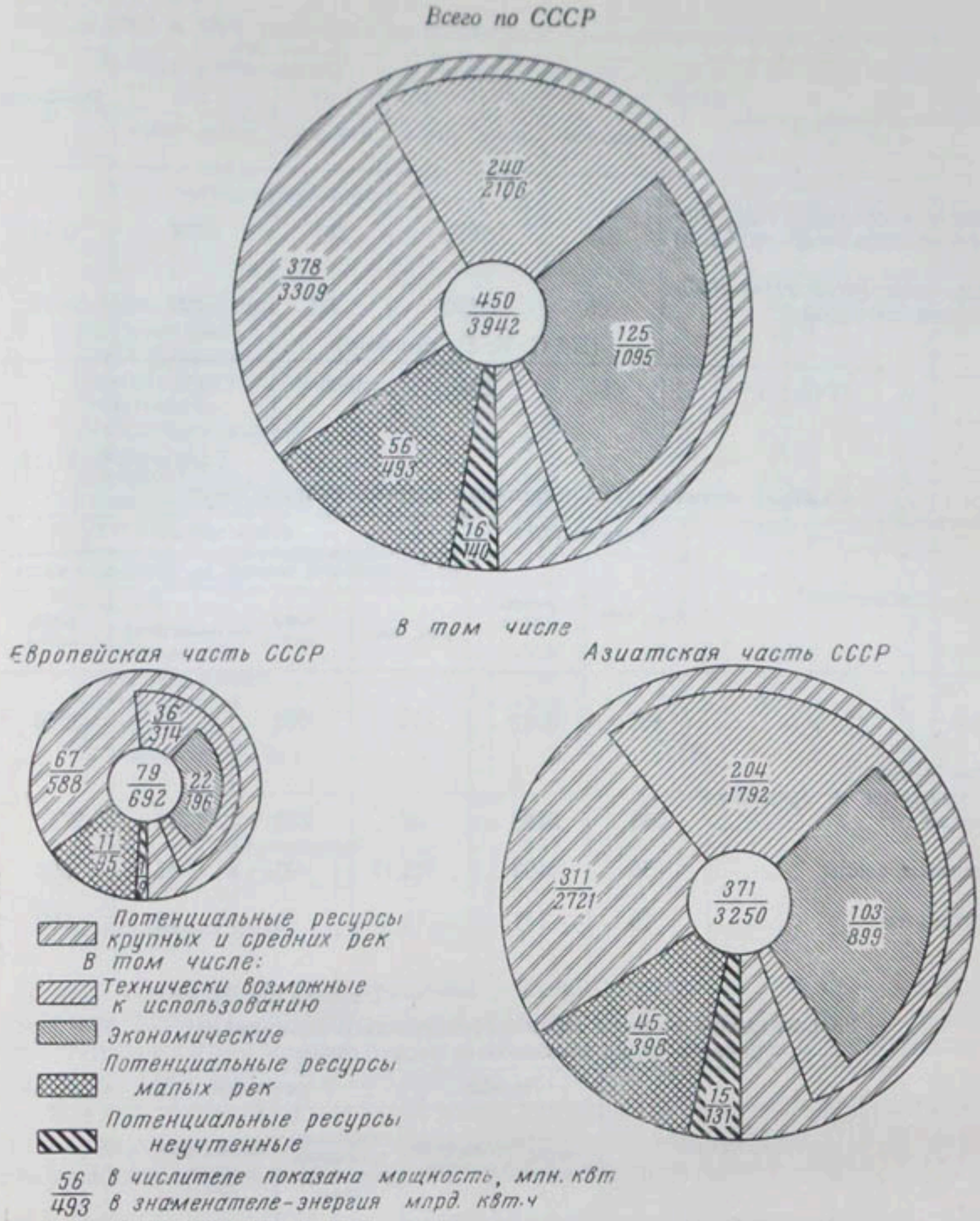


Рис. II.7. Гидроэнергетический потенциал СССР

Примечание. По уточненным данным, потенциальные ресурсы крупных и средних рек составляют: по СССР $\frac{381}{3338}$, а по Азиатской части $\frac{314}{2750}$; неучтенные ресурсы — соответственно $\frac{13}{111}$ и $\frac{12}{102}$.

нием ввиду отсутствия необходимых исходных данных. Поэтому в приводимых подсчетах должна быть предусмотрена также и категория «неучтенные гидроэнергетические ресурсы».

К определению величины неучтенных гидроэнергетических ресурсов можно подойти, пользуясь приближенной оценкой полного потенциала энергии речного стока на основе показателей по характеристике потенциала поверхностного стока. Как было показано выше, величина полного потенциала речного стока СССР приближенно оценивается в размере около 450 млн. *квт*. Следовательно, разница между этой величиной и суммой учтенных гидроэнергоресурсов, равная 13 млн. *квт* и может быть принята в качестве показателя, определяющего собой величину неучтенных гидроэнергоресурсов.

Таблица II.10

Показатели гидроэнергетического потенциала по подсчетам 1951 и 1965 гг.

Потенциальные ресурсы	Подсчеты 1951 г.		Подсчеты 1965 г.		Изменения, %
	млн. *квт*	млрд. *квт·ч*	млн. *квт*	млрд. *квт·ч*	
Крупные и средние реки (исчислено линейным методом)	340	2978	381	3338	+12
Малые реки (исчислено обобщенным методом)	65	570	56	493	—13
	(По С. В. Григорьеву)				
Итого . . .	405	3548	437	3831	

Таблица II.11

Валовой теоретический потенциал энергии речного стока

Показатели	Всего по СССР		В том числе			
			по Европейской части		по Азиатской части	
	млн. *квт*	млрд. *квт·ч*	млн. *квт*	млрд. *квт·ч*	млн. *квт*	млрд. *квт·ч*
Всего	450	3942	79	692	371	3250
в том числе:						
по крупным и средним рекам	381	3338	67	588	314	2750
по малым рекам	56	493	11	95	45	398
неучтенные	13	111	1	9	12	102

Таблица II.12

Распределение полного гидроэнергетического потенциала речного стока по союзным республикам

Республика	Полный		В том числе	
	млрд. *квт·ч*	доля от итога, %	крупных и средних рек, млрд. *квт·ч*	малых рек, млрд. *квт·ч*
РСФСР	2785,0	72,7	2395,1	389,9
Украинская	44,7	1,2	41,8	2,9
Белорусская	7,6	0,2	6,1	1,5
Узбекская	88,5	2,2	84,1	4,4
Казахская	198,6	5,1	162,9	35,7
Грузинская	159,4	4,2	135,7	23,7
Азербайджанская . . .	43,5	1,1	37,1	6,4
Литовская	5,4	0,14	4,5	0,9
Молдавская	2,1	0,06	1,9	0,2
Латвийская	7,2	0,2	6,3	0,9
Киргизская	142,5	3,8	135,5	7,0
Таджикская	299,6	7,8	285,6	14,0
Армянская	21,8	0,6	18,6	3,2
Туркменская	23,9	0,6	22,1	1,8
Эстонская	1,4	0,04	0,7	0,7
Итого	3831	100	3338	493
Неучтенные . . .	111		111	
Всего по СССР	3942			

Таблица II.13

Распределение полного гидроэнергетического потенциала речного стока по крупным экономическим районам*

Экономический район	Полный		В том числе	
	млрд. *квт·ч*	доля от итога, %	крупных и средних рек, млрд. *квт·ч*	малых рек, млрд. *квт·ч*
Северо-Западный	116,6	3,2	98,9	17,7
Центральный	16,6	0,4	14,7	1,9
Волго-Вятский	15,7	0,4	15,0	0,7
Центрально-Черноземный	2,9	0,1	2,2	0,7
Поволжский	72,6	1,9	70,7	1,9
Северо-Кавказский	127,0	3,3	107,7	19,3
Уральский	110,9	2,8	84,3	26,6
Западно-Сибирский	185,4	4,9	144,0	41,4
Восточно-Сибирский	997,6	26,0	848,5	149,1
Дальневосточный	1139,5	29,8	1008,9	130,6
Донецко-Приднепровский	11,7	0,3	10,8	0,9
Юго-Западный	30,4	0,8	29,4	1,0
Южный	2,7	0,1	1,6	1,1
Прибалтийский	14,2	0,4	11,7	2,5
Закавказский	224,7	5,9	191,4	33,3
Среднеазиатский	554,5	14,4	527,3	27,2
Казахстанский	198,6	5,1	162,9	35,7
Белорусский	7,6	0,2	6,1	1,5
Молдавская ССР	2,1	0,05	1,9	0,2
Итого	3831	100	3338	493
Неучтенные	111			111
Всего по СССР	3942			

* См. примечание к табл. III.7 (стр. 111).

Как отмечалось выше, слабее учтены гидроэнергоресурсы восточных районов страны, поэтому условно принимаем, что из общей величины неучтенных гидроэнергоресурсов 12 млн. *квт* можно отнести к Азиатской части и 1 млн. *квт* — к Европейской части СССР.

В табл. II.11, II.12 и II.13 и на рис. II.7 приводятся показатели, характеризующие состав и распределение по территории СССР полного теоретического валового потенциала энергии речного стока.

ПРИЛОЖЕНИЕ II.1

Распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов учтенных крупных и средних рек по морским бассейнам, млн. *квт*

Республика и экономический район	Бассейн моря											
	Черного и Азовского	Балтийского	Баренцева	Карского	Лаптевых	Восточно-Сибирского и Чукотского	Берингова	Охотского	Японского	Бессточные озера Средней Азии	Каспийского	Итого
РСФСР	5,9	1,7	9,7	92,8	78,2	20,6	6,2	35,8	1,9	—	20,6	273,4
Украинская	4,7	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,8
Белорусская	0,4	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,7
Узбекская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9,6	—	9,6
Казахская	—	—	—	7,3	—	—	—	—	—	10,9	0,4	18,6
Грузинская	11,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,5	15,5
Азербайджанская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,2	4,2
Литовская	—	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,5
Молдавская	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2
Латвийская	—	0,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,7
Киргизская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	15,5	—	15,5
Таджикская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	32,6	—	32,6
Армянская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,1	2,1
Туркменская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,5	0,01	2,5
Эстонская	—	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1
Всего	22,2	3,4	9,7	100,1	78,2	20,6	6,2	35,8	1,9	71,1	31,8	381,0
Северо-Западный	—	1,6	9,6	0,03	—	—	—	—	—	—	0,1	11,3
Центральный	0,1	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	1,5	1,7
Волго-Вятский	—	—	0,1	—	—	—	—	—	—	—	1,6	1,7
Центрально-Черноземный	0,25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,05	0,3
Поволжский	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,6	8,1
Северо-Кавказский	5,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,1	12,3
Уральский	—	—	—	6,9	—	—	—	—	—	—	2,7	9,6
Западно-Сибирский	—	—	—	16,4	—	—	—	—	—	—	—	16,4
Восточно-Сибирский	—	—	—	69,5	23,1	—	—	4,3	—	—	—	96,9
Дальневосточный	—	—	—	—	55,0	20,6	6,2	31,5	1,9	—	—	115,2
Донецко-Приднепровский	1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,2
Юго-Западный	3,3	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,4
Южный	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2
Прибалтийский	—	1,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,3
Закавказский	10,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,9	21,8
Среднеазиатский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	60,2	0,01	60,2
Казахстанский	—	—	—	7,3	—	—	—	—	—	10,9	0,4	18,6
Белорусский	0,4	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,7
Молдавская ССР	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2
Всего	22,2	3,4	9,7	100,1	78,2	20,6	6,2	35,8	1,9	71,1	31,8	381,0

Распределение гидроэнергетических ресурсов крупных и средних рек РСФСР, Укр. ССР и Каз. ССР по автономным республикам, краям и областям

Республика, край, область	Площадь, тыс. км²	Потенциальные гидроэнергоресурсы			Удельная насыщенность, тыс. квт·ч/км²
		тыс. квт	млрд. квт·ч	доля от итога по союзной республике, %	
1	2	3	4	5	6
РСФСР	17 075,4	273 392	2395,0	100,0	140,0
Край					
Алтайский	261,7	9 698	85,0	3,6	324,0
Краснодарский	83,6	2 471	21,7	0,9	259,0
Красноярский	2 401,6	48 006	420,5	17,6	175,5
Приморский	165,9	2 905	25,4	1,1	154,0
Ставропольский	80,6	2 596	22,8	1,0	285,0
Хабаровский	824,6	22 849	200,0	8,4	242,0
Область					
Амурская	363,7	8 671	76,0	3,2	209,0
Архангельская	587,3	2 748	24,0	1,0	41,0
Астраханская	44,1	690	6,0	0,25	136,0
Белгородская	27,1	20	0,2	0,01	7,4
Брянская	34,9	57	0,5	0,02	14,4
Владимирская	28,9	113	1,0	0,04	35,0
Волгоградская	114,1	1 678	14,7	0,6	129,0
Вологодская	145,8	423	3,7	0,15	25,3
Воронежская	52,4	109	1,0	0,04	19,5
Горьковская	74,8	546	4,8	0,2	64,3
Ивановская	24,0	157	1,4	0,06	58,4
Иркутская	767,9	22 977	201,3	8,4	263,0
Калининградская	15,1	20	0,2	0,01	13,3
Калининская	84,3	347	3,0	0,13	35,6
Калужская	29,8	62	0,5	0,02	16,8
Камчатская	472,3	5 773	50,6	2,1	107,0
Кемеровская	95,5	2 839	24,9	1,0	261,0
Кировская	120,7	702	6,1	0,25	50,5
Костромская	60,2	258	2,3	0,1	38,2
Куйбышевская	53,7	1 019	8,9	0,4	165,0
Курганская	71,0	43	0,4	0,01	5,6
Курская	29,8	36	0,3	0,01	10,3
Ленинградская	85,9	809	7,1	0,3	82,8
Липецкая	24,1	52	0,4	0,02	16,7
Магаданская	1 199,1	16 462	144,2	6,02	121,0
Московская	47,0	122	1,1	0,04	23,5
Мурманская	144,9	2 204	19,3	0,8	134,0
Новгородская	55,3	141	1,2	0,06	21,7
Новосибирская	178,2	757	6,6	0,3	37,0
Омская	139,5	428	3,8	0,2	27,5
Оренбургская	123,9	414	3,6	0,15	29,2
Орловская	24,7	40	0,4	0,01	16,2
Пензенская	43,2	80	0,7	0,03	16,3
Пермская	160,7	1 632	14,3	0,6	89,0
Псковская	55,2	149	1,3	0,05	23,5
Ростовская	100,8	155	1,4	0,05	14,0
Рязанская	39,6	207	1,8	0,1	45,2
Саратовская	100,2	1 275	11,2	0,5	118,0
Сахалинская	87,1	541	4,7	0,2	54,0
Свердловская	194,7	723	6,3	0,25	32,3
Смоленская	49,9	76	0,7	0,03	14,5
Тамбовская	34,3	36	0,3	0,01	8,8
Томская	316,9	2 711	23,8	1,0	64,8

Республика, край, область	Площадь, тыс. км²	Потенциальные гидроэнергоресурсы			Удельная насыщенность, тыс. квт·ч/км²
		тыс. квт	млрд. квт·ч	доля от итога по союзной республике, %	
1	2	3	4	5	6
Тульская	25,7	48	0,4	0,02	15,5
Тюменская	1435,4	6 345	55,6	2,3	38,3
Ульяновская	37,3	544	4,8	0,2	129,0
Челябинская	87,9	257	2,3	0,1	26,3
Читинская	431,5	9 382	82,2	3,4	191,0
Ярославская	36,3	184	1,6	0,07	44,2
АССР					
Башкирская	143,6	1 480	13,0	0,5	90,5
Бурятская	351,3	8 838	77,4	3,2	220,3
Дагестанская	50,3	3 435	30,1	1,3	600,0
Кабардино-Балкарская	12,5	1 617	14,2	0,6	1120,0
Калмыцкая	75,9	—	—	—	—
Карельская	172,4	1 369	12,0	0,5	69,5
Коми	415,9	3 455	30,3	1,3	72,5
Марийская	23,2	201	1,8	0,07	77,5
Мордовская	26,2	74	0,7	0,03	26,5
Северо-Осетинская	8,0	1 158	10,1	0,4	1250,0
Татарская	68,0	1 300	11,4	0,5	167,0
Тувинская	170,5	7 658	67,1	2,8	394,0
Удмуртская	42,1	210	1,8	0,1	43,0
Чечено-Ингушская	19,3	840	7,4	0,3	385,0
Чувашская	18,3	188	1,7	0,07	93,5
Якутская	3103,2	51 986	507,5	21,2	163,6
Украинская ССР	601,0	4 773	41,8	100	68,5
Область					
Винницкая	26,7	100	0,9	2,2	33,7
Волынская	20,0	23	0,2	0,5	10,0
Днепропетровская	32,0	374	3,3	7,9	103,0
Донецкая	26,5	26	0,2	0,5	7,6
Житомирская	29,8	30	0,3	0,7	10,1
Закарпатская	12,8	1 176	10,3	24,7	801,0
Запорожская	27,0	492	4,3	10,1	160,0
Киевская	28,9	264	2,3	5,5	79,5
Кировоградская	24,2	80	0,7	1,7	29,0
Крымская	25,6	32	0,3	0,7	11,7
Луганская	26,7	47	0,4	1,0	15,0
Львовская	21,8	296	2,6	6,2	119,0
Николаевская	24,9	63	0,6	1,4	24,1
Одесская	33,2	37	0,3	0,7	9,5
Полтавская	28,6	161	1,5	3,6	51,6
Ровенская	20,3	46	0,4	1,0	20,0
Ивано-Франковская	13,9	574	5,0	12,0	361,0
Сумская	24,2	19	0,2	0,5	8,3
Тернопольская	13,9	115	1,0	2,4	72,0
Харьковская	31,6	36	0,3	0,7	9,5
Херсонская	27,1	50	0,4	1,0	14,8
Хмельницкая	20,8	71	0,6	1,4	28,9
Черкасская	21,0	212	1,8	4,3	87,6
Черниговская	31,5	149	1,3	3,1	41,2
Черновицкая	8,0	301	2,6	6,2	326,0

Окончание

Республика, край, область	Площадь, тыс. км²	Потенциальные гидроэнергоресурсы			Удельная насыщенность, тыс. квт·ч/км²
		тыс. квт	млрд. квт·ч	доля от итога по союзной республике, %	
1	2	3	4	5	6
Казахская ССР	2715,1	18595	162,9	100	60,0
Область					
Актюбинская	299,8	94	0,8	0,5	2,7
Алмаатинская	223,2	7500	65,7	40,4	294,0
Восточно-Казахстанская	97,3	6150	53,8	32,9	554,0
Гурьевская	278,6	35	0,3	0,2	1,1
Джамбульская	144,6	850	7,5	4,6	51,5
Карагандинская	399,7	90	0,8	0,5	2,0
Кзыл-Ординская	220,5	572	5,0	3,2	22,7
Кокчетавская	78,1	22	0,2	0,1	2,5
Кустанайская	195,0	49	0,4	0,3	2,0
Павлодарская	127,5	1050	9,2	5,7	72,2
Северо-Казахстанская	44,3	15	0,2	0,1	4,5
Семипалатинская	179,6	860	7,5	4,6	50,6
Уральская	151,2	207	1,8	1,1	11,9
Целиноградская	155,1	56	0,5	0,3	3,2
Чимкентская	120,6	1045	9,2	5,6	75,0

Гидроэнергетические ресурсы бассейнов рек первого порядка

Бассейн реки	Водосборная площадь, км²	Число учтенных рек в бассейне	Суммарная длина учтенных рек, км	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая энергия, млн. квт·ч	Удельная энергия, млн. квт·ч/км²
1—2	3	4	5	6	7	8
Бассейн Черного и Азовского морей						
Чорохи	—	10	313	589	5 160	—
Королис-Цкали	50	1	14	11	96	1,9
Чаквис-Цкали	173	1	24	51	447	2,6
Кинтриш	284	2	61	109	957	3,4
Натанеби	490	3	118	209	1 831	3,7
Супса	1 106	4	235	282	2 470	2,5
Риони	13 418	64	2 477	3 483	30 512	2,3
Хоби	1 013	5	274	285	2 497	2,5
Ингури	4 058	24	698	2 400	21 028	5,2
Окуми	562	4	152	67	587	1,5
Галидзга	531	3	85	152	1 330	2,5
Мокви	345	3	86	118	1 034	3,0
Кодори	2 036	15	380	1 544	13 525	6,7
Келасури	216	1	44	109	955	4,4
Гумиста с Западной Гумистой	569	4	110	200	1 752	3,1
Апста	244	2	49	40	354	1,4
Хипста	165	2	53	96	841	5,1
Мычиш	168	1	25	25	219	1,3
Бзыби	1 502	9	249	931	8 156	5,4
Жвава-квара	72	1	19	65	569	7,9
Хошупсе	166	1	29	86	753	4,5
Псоу	424	3	78	159	1 393	3,3
Мзымта	774	1	90	339	2 970	3,8
Сочи	297	1	43	107	937	3,2
Шахе	576	1	62	158	1 384	2,4
Псезуапсе	319	1	42	25	219	0,7
Аше	210	1	35	12	105	0,5
Туапсе	429	1	38	11	96	0,2
Кубань с Уллу-Камом	52 500	57	—	4 251	37 240	0,7
Дон	430 000	26	11 440	912	7 985	0,08
Днепр	503 360	44	16 570	2 371	20 770	0,04
Южный Буг	63 700	8	1 989	150	1 313	0,02
Днестр	72 100	41	4 867	1 038	9 094	0,12
Дунай	—	120	4 468	1 704	14 924	
Прочие реки	2 381	19	1 600	90	793	0,33
Всего...		484		22 180	194 296	
Бассейн Балтийского моря						
Висла*	—	4	852	101	887	—
Неман	98 098	38	5 791	644	5 639	0,06
Вента	11 831	5	710	53	464	0,04
Лиелупе	17 955	5	717	27	240	0,013
Западная Двина	85 100	21	3 334	853	7 470	0,09
Салацы	3 506	1	—	12	110	0,03
Гауя	9 141	2	453	37	321	0,04
Луга	13 388	2	546	35	305	0,02
Нарва	56 125	8	1 394	224	1 959	0,02
Нева	285 639	72	8 046	1 407	12 326	0,04
Прочие реки	7 894	2	203	12	106	0,013
Всего...		160		3 405	29 827	

* Притоки р. Вислы на территории СССР.

Бассейн реки	Водосборная площадь, км²	Число учтенных рек в бассейне	Суммарная длина учтенных рек, км	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая энергия, млн. квт·ч	Удельная энергия, млн. квт·ч/км²
1—2	3	4	5	6	7	8
Бассейн Баренцова и Белого морей						
Паатсо-Йоки	18 340	1	147	140	1 226	0,07
Печенга	—	1	200	17	149	—
Титовка	1 226	2	104	21	187	0,2
Западная Лица	1 624	2	129	26	228	0,1
Ура	1 030	2	126	16	142	0,14
Тулома-Нота	21 170	17	999	197	1 727	0,08
Кола	3 846	6	352	60	526	0,14
Средняя	567	2	85	10	91	0,16
Териберка	2 227	2	160	47	415	0,19
Воронья-Цага	9 944	10	661	181	1 583	0,16
Оленка	491	1	56	10	88	0,18
Рында	1 018	1	98	25	219	0,22
Харловка	2 016	1	126	45	394	0,20
Восточная Лица	1 872	2	181	48	423	0,23
Варзина	1 456	2	113	33	288	0,20
Иоканьга	5 944	5	435	123	1 074	0,18
Лумбовка	1 039	1	85	22	193	0,19
Качковка	843	2	100	13	115	0,14
Поной	15 467	12	1 108	271	2 372	0,15
Сосновка	582	1	81	11	96	0,17
Пулонга	734	1	78	13	114	0,15
Пялица	946	2	154	17	151	0,16
Чапома	1 107	1	115	20	175	0,16
Стрельня	2 773	1	213	38	333	0,12
Чаваньга	1 212	1	92	18	158	0,13
Варзуга	9 836	7	708	107	934	0,95
Умба	6 248	10	406	122	1 070	0,17
Кольвица Большая	1 310	1	79	11	96	0,07
Нива	13 118	15	815	278	2 436	0,18
Оланга	5 722	1	67	19	166	0,03
Тумча	5 321	1	196	20	175	0,03
Ленская	2 719	1	89	14	122	0,04
Кувжденьга	—	1	—	27	236	—
Ковда	26 190	2	271	213	1 869	0,07
Кереть	3 339	1	100	20	175	0,05
Воньга	1 927	2	158	12	104	0,05
Кемь	28 396	15	1 714	366	3 209	0,11
Выг	27 156	6	714	250	2 186	0,08
Сегежа	9 165	5	468	41	358	0,04
Сума	2 041	1	158	19	166	0,08
Нюхча	1 772	1	105	13	114	0,06
Онега	57 204	6	1 074	468	4 103	0,07
Северная Двина	361 750	27	9 321	2 534	22 200	0,06
Мезень	79 650	4	2 222	499	4 371	0,06
Печора	319 011	28	9 215	3 080	26 983	0,08
Прочие реки	36 053	44		183	1 600	0,04
Всего	1 131 260	258		9 720	85 140	
Бассейн Карского моря						
Обь	2 414 444	294	85 936	28 191	246 953	0,1
Енисей	2 498 200	461	88 294	67 307	587 728	0,2
Кара	13 169	1	221	61	534	0,04
Надым	50 342	2	976	154	1 349	0,03
Пур	94 058	3	1 690	503	4 406	0,05
Таз	138 924	3	2 232	472	4 135	0,03
Юрибей	9 204	1	490	9	82	0,09
Танама	23 999	1	549	26	228	0,01

Бассейн реки	Водосборная площадь, км²	Число учтенных рек в бассейне	Суммарная длина учтенных рек, км	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая энергия, млн. квт·ч	Удельная энергия, млн. квт·ч/км²
1—2	3	4	5	6	7	8
Пясина	174 917	6	2 996	535	4 687	0,03
Нижняя Таймыра	127 083	8	1 882	443	3 881	0,03
Прочие реки		219		2 400	21 000	
Всего	5 544 340	999		100 102	876 867	
Бассейн моря Лаптевых						
Лена	2 471 854	484	110 277	66 998	586 898	0,2
Б. Балахня	18 055	1	416	22	193	0,02
Хатанга	359 774	13	6 911	5 365	46 997	0,13
Анабар	91 345	4	1 875	260	2 278	0,03
Оленек	218 070	9	5 213	1 564	13 704	0,06
Омолой	39 700	4	1 295	396	3 469	0,08
Яна	231 700	32	7 283	3 558	31 166	0,14
Всего	3 430 498	547		78 163	684 705	
Бассейн Восточно-Сибирского и Чукотского морей						
Индигирка	357 900	39	9 002	7 504	65 733	0,18
Алазея	70 600	1	1 380	46	403	0,006
Колыма	681 300	40	15 516	11 926	104 470	0,15
Раучуван	14 292	1	311	110	964	0,07
Чаун	16 726	1	210	48	420	0,03
Паляваам	10 579	1	395	170	1 489	0,14
Пегтимель	19 567	2	578	242	2 120	0,20
Экиатан	5 028	1	216	74	648	0,13
Ванкарем	6 287	1	195	18	158	0,025
Амгуема	29 843	3	857	415	3 633	0,12
Кымынейвеем	6 381	1	203	26	228	0,036
Ионивеем	7 302	1	186	15	132	0,018
Всего	1 225 805	92		20 594	180 398	
Бассейн Берингова моря						
Эргувеем	5 182	1	204	44	385	0,074
Канчалан	23 050	1	401	105	918	0,04
Анадырь	198 500	8	3 182	2 695	23 611	0,12
Большая (Великая)	33 700	1	577	387	3 390	0,10
Хадырка	13 072	1	362	183	1 603	0,12
Апука	13 030	1	291	308	2 694	0,20
Пахоча	11 047	1	290	249	2 184	0,21
Вывенк	12 463	1	397	139	1 218	0,10
Камчатка	52 540	12	2 326	1 807	15 829	0,30
Жупановка	6 383	1	251	327	2 865	0,45
Итого	368 967	28		6 244	54 697	
Бассейн Охотского моря						
Большая (Быстрая)	10 280	2	426	400	3 504	0,34
Ича	4 147	1	210	288	2 523	0,61
Белоголовая	3 874	1	238	95	832	0,21
Хайрюзовка	11 219	2	451	428	3 749	0,34
Тигиль	16 705	2	453	415	3 635	0,22
Таловка	23 518	2	782	270	2 365	0,10

Продолжение

Бассейн реки	Водосборная площадь, км²	Число учтенных рек в бассейне	Суммарная длина учтенных рек, км	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая энергия, млн. квт·ч	Удельная энергия, млн. квт·ч/км²
1—2	3	4	5	6	7	8
Пенжина	72 495	3	1 261	1 047	9 172	0,13
Парень	12 694	1	287	215	1 883	0,15
Гижига	11 654	1	212	179	1 568	0,13
Яма	9 268	1	302	303	2 654	0,29
Армань	7 350	1	174	231	2 024	0,28
Яна	8 042	1	200	180	1 577	0,20
Тауй	25 375	2	561	336	2 943	0,12
Иня	18 952	2	547	570	4 993	0,26
Ульбея	12 845	1	352	417	3 653	0,28
Кухтуй	8 305	1	334	222	1 945	0,23
Охота	18 420	2	540	938	8 217	0,45
Урак	10 620	2	393	371	3 250	0,30
Улья	14 963	2	387	411	3 600	0,24
Немуй	2 320	1	79	26	228	0,10
Киран	2 860	1	90	66	578	0,20
Уда	61 060	2	837	1 280	11 213	0,18
Тиль	1 710	1	109	54	473	0,28
Тором	4 170	1	175	170	1 489	0,36
Ял	1 970	1	82	32	280	0,14
Тогур	11 990	2	486	221	1 936	0,16
Амур	1 844 905	194	42 261	26 078	228 443	0,21
Тымь	7 460	3	354	98,3	861	0,12
Агнево	726	1	31	12	105	0,14
Лангери	1 381	1	59	40	351	0,25
Поронай	6 913	5	380	165	1 446	0,21
Рукутама	1 129	1	62	20	175	0,16
Лесогорка	1 024	2	53	30	263	0,26
Янтуй	528	1	43	21	184	0,36
Макаровка	587	1	54	18	158	0,27
Найба	1 533	3	124	29,5	258	0,17
Лютога	1 526	2	109	37,7	331	0,22
Прочие реки		15		69,4	608	
Всего...		268		35 783,9	313 467	
Бассейн Японского моря						
Тумнин	2 505	2	531	590	5 168	2,1
Бол. Хадя (Советская)	2 020	1	101	25	219	0,11
Коппи	7 370	1	217	248	2 172	0,3
Ботчи	2 830	1	102	57	499	0,18
Нельма	960	1	64	25	219	0,23
Самарга	7 760	1	217	243	2 129	0,27
Единка	2 190	1	113	79	692	0,32
Нахтихеза	1 050	1	87	38	333	0,32
Светлая	810	1	62	19	166	0,20
Кузнецова	390	1	53	11	96	0,25
Тахобе	630	1	67	26	228	0,26
Кхуцин	2 260	1	102	85	745	0,33
Кема	2 720	1	121	97	850	0,31
Белембе	670	1	73	19	166	0,25
Сахомбо	2 240	1	75	42	368	0,16
Иодзыхе	2 270	1	70	36	315	0,14
Тетюхе	1 070	1	70	16	140	0,13
Тадуши	1 830	1	75	19	166	0,09
Аввакумовка	3 160	1	85	13	114	0,04
Порусунг	920	1	60	14	123	0,13
Ванчин	950	1	52	13	114	0,12
Судзухе	3 040	1	110	44	385	0,13

Бассейн реки	Водосборная площадь, км²	Число учтенных рек в бассейне	Суммарная длина учтенных рек, км	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая энергия, млн. квт·ч	Удельная энергия, млн. квт·ч/км²
1—2	3	4	5	6	7	8
Сучан	4 100	1	127	53	464	0,11
Суйфун	16 865	1	184	30	263	0,016
Прочие	1 565	2	120	14	126	0,08
Всего...	72 175	27		1 856	16 262	
Бассейн Аральского моря и бессточных озер Средней Азии и Казахстана						
Тургай	70 000	2	1 202	19	166	0,002
Нура	42 980	2	1 010	34	298	0,007
Тюндык	10 680	1	287	16	140	0,013
Сары-Су	70 740	1	350	24	210	0,003
Токрау	19 070	1	260	29	254	0,013
Или	161 800	195	6 766	4 109	35 994	0,22
Каратал	16 780	41	1 634	1 328	12 250	0,73
Аксу	7 750	20	870	380	3 332	0,43
Лепса (Сарым-сакты)	9 430	20	1 022	551	4 830	0,52
Тентек	5 380	27	859	728	6 382	1,2
Джаманты	670	5	148	34	299	0,45
Ргайты	1 660	14	256	122	1 070	0,65
Эмель	3 450	7	294	84	739	0,15
Катын-Су	3 900	4	239	66	578	0,15
Урджар	4 550	19	699	170	1 491	0,33
Аягуз	13 660	4	848	55	486	0,36
Чу	27 070	31	2 433	2 068	18 119	0,70
Кабырга	—	1	26	17	149	—
Чон-Койсу	80	1	11	10	88	1,1
Чон-Аксу	300	1	23	35	307	1,0
Аксу (Малая)	180	1	13	12	105	0,6
Чет-Байсаур	60	1	9	12	105	1,8
Байсаур Каменная	80	1	10	10	87	1,1
Тюп	1 130	1	90	76	666	0,17
Турген-Аксу	330	1	25	46	403	1,2
Бузущук	80	1	11	11	96	1,2
Джергес	90	1	16	17	149	1,7
Аксу	220	1	24	29	254	1,2
Арасан	300	1	21	45	394	1,3
Джаргалан	2 060	1	77	57	499	0,24
Каракол	320	1	16	33	289	0,90
Джеты-Огуз	280	1	15	26	228	0,82
Чон-Кызылсу	320	1	21	30	263	0,82
Джуука	460	1	29	27	236	0,51
Кичи-Джаргылчак	100	1	13	10	88	0,9
Чон-Джаргылчак	—	1	13	21	184	—
Барскаун	340	1	22	30	263	0,77
Тоссор	300	3	30	18	162	0,54
Тон	—	1	36	33	289	—
Актерек	660	1	20	17	149	0,26
Конурлен	—	1	46	41	359	—
Улакол и Турасу	560	2	66	26	232	0,42
Сарыджас	11 180	5	322	987	8 646	0,86
Ак-Сай	7 950	3	171	278	2 435	0,31
Чон-Узенгикууш	2 860	1	55	99	867	0,30
Талас	16 640	16	906	564	4 943	0,30
Асса	11 820	6	287	130	1 141	0,096
Бугунь	2 670	3	291	18	154	0,06
Сыр-Дарья	232 900	188	10 957	18 548	162 483	0,7
Зеравшан	12 370	75	2 284	3 352	29 361	2,4
Кашка-Дарья	14 290	9	1 001	438	3 837	0,27
Аму-Дарья	226 800	399	14 720	34 885	305 592	1,35

Бассейн реки	Водосборная площадь, *км²*	Число учтенных рек в бассейне	Суммарная длина учтенных рек, *км*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая энергия, млн. *квт·ч*	Удельная энергия, млн. *квт·ч/км²*
1—2	3	4	5	6	7	8
Мургаб	63 700	4	424	120	1 051	0,016
Теджен	12 890	1	258	8	73	0,006
Прочие реки		44		1088	9 647	
Всего . . .		1 176		71 098	622 915	
Бассейн Каспийского моря						
Эмба	29 300	1	530	13	114	0,003
Урал	220 000	24	7 154	913	7 998	0,04
Волга	1 384 160	148	44 518	12 963	113 560	0,8
Кума	26 100	3	974	75	655	0,03
Терек	40 000	36	3 200	4 304	37 705	0,94
Сулак	13 200	12	885	2 403	21 049	1,60
Уллучай	147	2	161	46	400	2,72
Рубас	117	1	100	11	96	0,82
Самур	525	8	551	1 134	9 934	18,9
Кусарчай	69	4	146	111	971	13,9
Кудиалчай	80	5	157	115	1 007	13,4
Карачай	42	1	93	29	254	6,1
Вельвеличай	63	2	127	35	308	4,9
Сумгаитчай	175	2	197	13	114	0,65
Кура	17 300	379	12 578	9 538	83 556	4,85
Велешчай	94	5	195	25	217	2,32
Ленкоранчай	114	7	217	74	652	5,72
Тангерю	53	4	66	20	173	3,45
Прочие		19		80	703	—
Всего . . .		663		31 908	279 466	
Итого по СССР . . .		4 702		381 053	3 338 040	

Гидроэнергетические ресурсы рек с мощностями свыше 100 тыс. *квт*

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт.ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Бассейн Черного и Азовского морей							
Чорохи	Черное море	31	—	298	55	141	1 235
Аджарис-Цкали	Чорохи	88	1 540	52	1400	194	1 699
Кинтриш	Черное море	44	284	18	2450	100	876
Бжужа	Натанеби	32	253	13	2465	101	885
Супса	Черное море	118	1 106	45	2710	116	1 016
Риони	То же	333	13 418	390	2347	1037	9 084
Квирила	Риони	153	3 598	86	1814	170	1 489
Цхенис-Цкали	То же	184	2 122	75	2691	612	5 361
Техури	»	99	1 031	56	2392	219	1 918
Хоби	Черное море	124	1 013	56	2326	218	1 910
Ингури	То же	206	4 058	173	2614	1405	12 308
Ненскра	Ингури	46	626	32	2122	234	2 050
Галидзга	Черное море	48	384	26	996	141	1 235
Кодори	То же	79	2 036	118	729	611	5 352
Сакен	Кодори	33	231	20	1718	156	1 367
Чхалта	То же	50	460	39	2013	261	2 286
Амткел	»	37	391	19	2100	106	929
Келасури	Черное море	44	216	13	2582	109	955
Бзыби	То же	102	1 502	101	2639	531	4 652
Гега	Бзыби	26	418	29	2271	134	1 174
Лашипсе и Юпшара	Гега	38	235	16	1929	107	937
Псоу	Черное море	54	424	23	2518	130	1 139
Мзымта	То же	90	774	39	2800	339	2 970
Сочи	»	43	297	16	1700	107	937
Шахе	»	62	576	28	1500	158	1 384
Кубань с Уллу-Камом	Азовское море	910	52 500	428	3220	1219	10 678
Теберда с Аманаусом	Кубань	71	1 125	32	1657	191	1 673
М. Зеленчук с Аксаутом	То же	138	1 850	24	2282	227	1 989
Б. Зеленчук с Пшиш	»	177	2 760	42	2447	385	3 373
Уруп	»	224	3 250	17	2233	123	1 077
Лаба	»	199	12 600	95	416	334	2 926
М. Лаба	Лаба	95	1 665	39	2032	228	1 997
Б. Лаба	То же	126	1 880	41	2054	284	2 488
Белая	»	260	6 000	104	2170	228	1 997
Пшеха	Белая	140	2 110	35	1628	111	972
Дон	Азовское море	1984	430 000	985	138	480	4 205
Северный Донец	Дон	1056	98 633	200	196	105	920
Днепр	Черное море	2285	503 360	1663	221	1667	14 603
Припять	Днепр	748	114 300	396	65	107	937
Десна	То же	1126	88 840	330	147	129	1 130
Южный Буг	Черное море	792	63 700	100	321	125	1 095
Днестр	То же	1356	72 100	331	878	576	5 046
Стрый	Днестр	230	3 055	45	740	104	911
Тисса	Дунай	176	9 855	205	336	237	2 076
Прут	То же	910	27 500	136	1745	199	1 743
Бассейн Балтийского моря							
Неман	Балтийское море	937	98 098	685	179	335	2 935
Вилия	Неман	510	25 054	199	189	136	1 191
Западная Двина	Балтийское море	1005	85 100	653	213	750	6 570

Продолжение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, км	Площадь бассейна, км²	Среднегодовой расход воды в устье, м³/сек	Падение реки, м	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая выработка, млн. квт·ч
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Нарва	Балтийское море	78	56 125	418	30	116	1 016
Нева	То же	75	285 639	2 628	4,3	108	946
Свирь	Ладожское озеро	225	81 130	798	29	178	1 559
Вуокса	То же	151	66 692	645	37	228	1 997
Мста	Ильмень-озеро	445	23 670	148	134	131	1 148
Бассейн Баренцова и Белого морей							
Паатсо-Йоки	Баренцово море	147	18 340	197	119	140*	1 226*
Тулома-Нота	То же	236	21 170	234	134	114	999
Воронья-Цага	»	242	9 944	115	202	145	1 270
Иоканьга	»	203	5 944	65	270	108	946
Поной	Белое море	426	15 467	175	292	226	1 982
Нива	То же	33	13 118	164	126	202	1 769
Ковда	»	221	26 190	288	110	211	1 848
Кемь	»	358	28 396	278	220	241	2 111
Выг	»	314	27 156	256	168	217	1 900
Онега	»	438	57 204	596	118	376	3 294
Северная Двина	»	750	361 750	3 545	50	1016	8 900
Сухона	Северная Двина	554	52 400	455	58	212	1 858
Вычегда	То же	1092	123 740	1 090	96	425	3 723
Вымь	Вычегда	370	26 034	235	180	103	903
Вага	Северная Двина	530	43 500	388	182	142	1 244
Пинега	То же	786	43 100	420	115	176	1 542
Мезень	Белое море	910	79 650	800	171	332	2 907
Печора	Баренцово море	1814	319 011	4 020	601	1632	14 296
Щугор	Печора	300	8 300	170	355	150	1 314
Уса	То же	500	97 410	1 270	49	204	1 787
Кожим	Косью	217	5 342	70	847	141	1 235
Ижма	Печора	380	32 600	420	154	202	1 770
Цильма	То же	363	21 480	280	188	108	946
Бассейн Карского моря							
Обь	Обская Губа	3676	2 414 444	12 690	159	5873	51 448
Катунь	Обь	650	60 002	624	1720	3544	31 045
Кокса	То же	183	5 572	90	1047	152	1 332
Аргут	»	211	9 348	112	2166	824	7 218
Ак-Алаха	Аргут	125	3 077	37	1299	212	1 857
Чуя	Катунь	299	10 867	87	1750	810	7 096
Б. Сумульта	То же	78	2 293	23	1686	102	893
Бия	»	290	36 360	475	276	944	8 269
Башкаус	Чумышман	217	7 671	62	2067	475	4 161
Песчаная	Обь	275	5 651	40	1437	132	1 156
Чарыш	То же	508	22 161	111	1427	486	4 257
Чумыш	»	763	24 362	161	385	113	990
Томь	»	863	62 321	1 234	1133	1737	15 216
Уса	Томь	178	3 650	100	1228	201	1 761
Мрас-Су	То же	334	9 144	172	579	277	2 427
Кондома	»	393	8 490	160	801	158	1 384
Чулым	Обь	2002	136 794	807	1538	880	7 709
Кия	Чулым	466	32 432	218	800	196	1 717
Кеть	Обь	1482	94 834	531	311	243	2 129
Вах	То же	969	75 610	529	125	146	1 279
Иртыш	»	3513	1 090 680	2 700	370	2873	25 168
Курчум	Иртыш	215	6 986	62	2175	433	3 790
Бухтарма	То же	386	15 527	223	2287	958	8 392
Белая Берель	Бухтарма	94	1 141	18	1326	114	999

* Показано за вычетом части гидроэнергоресурсов, используемых Норвегией.

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт·ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Ульба	Иртыш	105	5 016	80	393	124	1 086
Малая Ульба	Ульба	107	2 264	39	1321	111	972
Уба	Иртыш	330	9 798	165	1588	402	3 522
Ишим	То же	2444	140 893	80	513	116	1 016
Тавда	Тобол	1349	93 453	490	651	152	1 332
Северная Сосьва	Обь	798	98 487	817	460	147	1 288
Енисей *	Карское море	3844	2 498 200	15 930	1578	18 076	158 346
Серлиг-Хем	Б. Енисей	109	2 952	49	643	117	1 025
Тара-Хем	То же	188	2 919	37	1253	112	981
Хамсара	»	302	19 625	176	1450	290	2 540
М. Енисей (Ка-Хем)	Енисей	425	58 167	430	1778	1 108	9 706
Балыктыг-Хем	М. Енисей	177	4 195	31	1480	130	1 139
Кызыл-Хем	То же	88	26 120	193	261	460	4 030
Бурен		138	5 514	40	1570	116	1 016
Хемчик (Кемчик)	Енисей	306	26 903	161	1917	490	4 292
Барлык	Хемчик	104	4 179	25	1238	118	1 034
Алаш	То же	170	4 469	27	1562	161	1 410
Ус	Енисей	246	6 705	67	1364	237	2 376
Кантегир	То же	206	5 366	46	1733	241	2 111
Абакан	»	495	33 148	390	1820	1 370	12 001
М. Абакан	Абакан	105	2 777	58	1650	182	1 594
Ана	То же	148	4 749	100	1645	388	3 399
Туба (ниже слияния Амыла и Казыра)	Енисей	115	36 826	780	58	437	3 828
Амыл	Туба	209	9 991	241	1108	431	3 776
Казыр	То же	373	21 307	513	1848	947	8 296
Рыбная	Казыр	84	1 033	25	1132	122	1 069
Кизыр	То же	293	8 982	217	1055	382	3 346
Шинда	Кизир	151	2 511	60	1030	134	1 174
Мана	Енисей	459	9 188	99	1240	304	2 663
Кан	То же	577	36 100	316	1349	532	4 660
Агул	Кан	328	11 360	128	1363	327	2 865
Утулик	Оз. Байкал	78	884	19	1582	120	1 051
Снежная	То же	162	2 893	52	1802	310	2 716
Селенга	»	398	443 718	1076	133	996	8 725
Джида	Селенга	507	22 540	97	1279	294	2 575
Темник	То же	271	5 646	45	1135	169	1 480
Чикой	»	710	44 344	257	1064	506	4 433
Менза	Чикой	180	13 778	80	255	140	1 226
Хилок	Селенга	776	37 505	103	431	200	1 752
Уда	То же	451	35 386	93	552	120	1 051
Турка	Оз. Байкал	254	5 931	59	905	132	1 156
Баргузин	То же	455	21 116	190	1485	197	1 726
Тампуда	»	103	1 775	27	1265	105	920
Верхняя Ангара	»	415	19 658	242	1075	132	1 156
Катера	Верхняя Ангара	245	5 163	64	1331	107	937
Светлая	То же	138	2 786	34	1393	135	1 183
Ангара	Енисей	1576	1 053 431	4372	381	10 717	93 881
Иркут	Ангара	407	14 895	144	1515	505	4 424
Дзон-Мурин	Иркут	158	4 145	40	1588	132	1 156
Китой	Ангара	288	8 847	130	2105	718	6 290
Б. Белая	То же	276	10 414	110	1588	252	2 208
Онот	М. Белая	147	2 599	28	1983	111	972

* Включая Б. Енисей.

Продолжение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, км	Площадь бассейна, км²	Среднегодовой расход воды в устье, м³/сек	Падение реки, м	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая выработка, млн. квт ч
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Урик	Б. Белая	204	3 416	36	1726	176	1 542
Ока	Ангара	989	72 389	470	1631	1 256	11 003
Ия	Ока	674	30 648	282	1645	352	3 083
Илим	Ангара	560	29 774	164	479	135	1 183
Чуна	Тасеева	1159	56 745	346	1905	1 352	11 843
Тасеева	Ангара	115	125 416	727	25	172	1 507
Бирюса (Она)	Тасеева	881	52 592	347	2145	920	8 059
Тагул	Бирюса	286	7 718	76	1741	197	1 726
Гутара	Тагул	167	4 236	42	1572	117	1 025
Б. Пит	Енисей	369	21 290	170	448	193	1 691
Подкаменная Тунгуска	То же	1832	288 939	1 673	494	2 051	17 967
Чуня	Подкаменная Тунгуска	992	70 014	490	274	810	7 096
Вельмо	То же	466	33 952	238	541	201	1 761
Бахта	Енисей	512	35 298	254	609	300	2 628
Нижняя Тунгуска	То же	2900	477 056	3 697	533	4 682	41 014
Непа	Нижняя Тунгуска	690	19 038	123	217	103	902
Кочечум	То же	728	98 812	639	830	740	6 482
Туру	Кочечум	385	19 298	125	386	118	1 034
Тембенчи	То же	550	21 426	139	674	212	1 857
Виви	Нижняя Тунгуска	524	26 806	172	507	127	1 112
Таймура	То же	639	33 326	313	332	223	1 953
Учани	Таймура	445	20 064	128	584	173	1 515
Туточаны	Учани	450	17 620	113	544	149	1 305
Северная	Нижняя Тунгуска	483	19 706	153	881	268	2 348
Курейка	Енисей	827	44 683	348	1154	582	5 098
Хантайка	»	335	30 749	240	463	150	1 314
Надым	Карское море	531	50 342	503	105	128	1 121
Пур	То же	848	94 058	1 289	110	417	3 653
Таз	»	1439	138 924	1 903	174	429	3 758
Пясина	»	922	174 917	2 099	37	296	2 593
Шренк	Нижний Таймыр	343	17 686	177	247	104	911

Бассейн моря Лаптевых

Лена	Море Лаптевых	4337	2 471 854	15 141	1619	16 433	143 953
Киренга	Лена	806	47 607	657	1177	1 126	9 864
Окунайка	Киренга	150	2 309	32	1419	106	929
Улькан	То же	217	7 847	108	905	165	1 445
Миня	»	171	4 763	66	857	170	1 489
Кутима	»	135	2 821	39	927	121	1 060
Чая	Лена	352	11 518	138	1586	440	3 854
Чуя	То же	498	18 718	206	1067	457	4 003
Витим	»	1940	234 656	2 000	1723	5 786	50 685
Калакан	Витим	286	11 235	105	757	173	1 515
Калар	То же	520	17 947	215	1067	770	6 745
Ципа	»	683	43 374	282	1384	702	6 150
Ашалат	Ципа	364	16 982	110	539	138	1 209
Бамбуйка	Витим	165	4 636	42	1410	135	1 183
Муя	То же	360	11 449	132	1419	172	1 507
Муякан	Муя	171	3 611	42	1240	136	1 191
Сюльбан	Конда	130	1 815	22	1235	111	972
Мамакан	Витим	210	9 826	123	1305	282	2 470
Мама (Левая)	То же	426	18 776	234	1567	528	4 625
Мама (Правая)	Мама	144	4 050	51	1264	116	1 016
Б. Потам	Лена	526	27 044	189	858	337	2 952

Продолжение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, км	Площадь бассейна, км²	Среднегодовой расход воды в устье, м³/сек	Падение реки, м	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая выработка, млн. квт·ч
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Олекма	Лена	1430	211 808	1902	1377	2911	25 500
Нюкжа	Олекма	585	32 793	321	799	417	3 653
Хани	То же	138	5 192	52	1440	104	911
Орюс-Миелэ	»	175	3 533	35	992	102	894
Чара	»	905	88 340	828	1854	1261	11 046
Жуя	Чара	334	23 190	213	1025	239	2 094
Токко	То же	434	22 859	206	1232	313	2 743
Туолба	Лена	397	16 210	71	363	107	937
Алдан	То же	2300	734 082	5073	1291	5544	48 565
Амедичи	Алдан	317	5 876	70	714	208	1 822
Чуга	То же	241	7 378	85	684	196	1 717
Б. Нимныр	»	201	4 753	48	852	177	1 550
Тымптон	»	655	44 886	488	840	1087	9 522
Хатымы	Тымптон	218	4 412	53	627	117	1 025
Нельгюу	То же	163	2 635	30	167	110	964
Учур	Алдан	829	114 670	1382	1022	2072	18 151
Хайкан	Учур	144	1 932	23	992	121	1 060
Тыркан	То же	227	7 047	84	1231	300	2 628
Гонам	»	707	56 579	747	742	1159	10 153
Сутам	Гонам	353	14 396	194	482	282	2 470
Алгома	То же	415	22 145	310	910	632	5 536
Идюм	Алгома	322	9 487	133	1160	440	3 854
Гынным	Учур	302	15 294	168	1398	344	3 013
Мая	Алдан	1081	171 214	1243	849	1378	12 071
Сев-Уй	Мая	232	18 035	144	792	182	1 594
Батомга	То же	237	7 838	70	887	128	1 122
Маймакан	»	419	19 088	172	713	256	2 243.
Аим	»	369	25 872	188	645	192	1 682
Юдома	»	816	44 710	309	1770	935	8 191
Аллах-Юнь	Алдан	637	24 768	144	1537	463	4 056
Ханда (Белая)	То же	279	8 726	38	1071	114	999
Тыры	»	321	14 102	85	1805	315	2 759
Халыя	Тыры	182	4 529	27	1535	125	1 095
Восточная Хандыга	Алдан	292	10 289	59	1729	193	1 691
Амга	То же	1506	72 008	223	596	351	3 075
Томпо	»	587	43 931	254	1700	922	8 077
Делинья	Томпо	386	12 942	80	640	199	1 743
Менкюле	То же	223	6 695	42	1346	138	1 209
Хандыга	Алдан	268	9 466	35	950	120	1 051
Вилюй	Лена	2654	448 655	2293	477	2569	22 504
Марха	Вилюй	1201	95 121	630	517	463	4 056
Моркока	Марха	893	30 580	214	649	316	2 768
Тюнг	Вилюй	1101	48 887	259	324	212	1 857
Соболоах-Майан	Лена	410	14 073	56	1754	113	990
Муна	То же	715	31 105	124	411	152	1 331
Хета	Хатанга	869	100 806	1209	966	894	7 831
Аякли	Хета	163	9 732	117	1110	198	1 734
Маймеча	То же	674	26 030	324	1102	689	6 036
Котуй	Хатанга	1359	170 356	1448	1236	2382	20 866
Майеро	Котуй	921	30 458	259	351	426	3 732
Катуйкан	То же	455	24 037	204	761	277	2 426
Рассоха	Попигай	298	13 684	69	544	104	911
Б. Куонамка	Анабар	573	29 648	133	659	133	1 165
Оленек	Море Лаптевых	2219	218 070	1265	451	1031	9 032
Арга-Сала	Оленек	586	47 196	264	237	121	1 060
Кукухунда	Арга-Сала	259	13 961	78	116	245	2 146
Омолой	Море Лаптевых	680	39 700	198	687	217	1 901
Яна	То же	856	231 700	930	134	874	7 656

Продолжение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт·ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Сартанг	Яна	528	17 700	58	1145	125	1 095
Дулгалах	То же	463	25 600	81	1066	170	1 489
Адыча	»	668	89 000	470	1796	840	7 358
Нельгехе	Адыча	480	14 900	58	838	162	1 419
Чарки (Муолокан)	То же	288	8 250	85	1046	295	2 584
Туостах	»	356	19 800	79	1069	137	1 200
Бытангай	Яна	575	38 600	115	1218	314	2 751
Бассейн Восточно-Сибирского и Чукотского морей							
Индигирка	Восточно-Сибирское море	1758	357 900	1670	802	4516	39 560
Кюентя	Индигирка	217	23 300	137	1284	249	2 181
Эльги	То же	422	22 700	133	903	233	2 041
Нера	»	287	24 500	130	719	302	2 646
Чибоголах	»	178	8 800	44	951	134	1 174
Мама	»	480	26 100	156	1313	391	3 425
Селеннях	»	685	32 100	160	615	283	2 479
Колыма	Восточно-Сибирское море	1988	681 300	3500	535	4546	39 823
Кулу	Колыма	362	15 778	115	1265	256	2 243
Аян-Юрях	То же	222	24 352	135	765	121	1 060
Берелех	Аян-Юрях	261	9 841	55	945	126	1 104
Детрин	Колыма	199	6 889	90	488	162	1 419
Бохапча	То же	214	13 889	130	668	255	2 234
Дебин	»	229	4 767	40	1291	110	964
Таскан	»	225	12 490	110	993	123	1 078
Буюнда	»	706	26 667	215	1098	388	3 400
Б. Купка	Буюнда	204	10 732	115	653	202	1 770
Балыгычан	Колыма	365	17 846	150	973	290	2 540
Сугой	То же	384	26 924	220	1091	558	4 888
Коркодон	»	442	47 017	280	1114	341	2 987
Булун (Россоха)	Коркодон	374	20 058	120	524	101	885
Ясачная	Колыма	467	43 781	180	972	115	1 007
Омулевка	Ясачная	390	14 635	63	1640	250	2 190
Россоха	То же	347	10 882	43	1256	213	1 866
Омолон	Колыма	1157	116 466	630	1318	1499	13 131
Молонда	Омолон	117	6 780	40	1210	200	1 752
Олой	То же	430	25 498	178	847	495	4 336
Б. Анюй	Колыма	678	105 127	430	719	408	3 574
М. Анюй	Б. Анюй	722	49 883	210	798	332	2 910
Раучуван	Восточно-Сибирское море	311	14 292	71	880	110	964
Палаваам	То же	392	10 579	53	1100	170	1 489
Пегтимель	»	343	19 567	78	1100	158	1 384
Амгуема	Чукотское море	484	29 843	149	970	263	2 301
Бассейн Берингова моря							
Канчалан	Берингово море	401	23 050	276	620	105	918
Анадырь	То же	1122	198 500	2150	680	1161	10 170
Яблонь	Анадырь	231	9 620	96	883	206	1 804
Еропол	То же	243	12 900	129	637	272	2 382
Майн	»	481	38 800	310	360	161	1 414
Ваеги	Майн	258	7 120	57	1046	133	1 163
Белая	Анадырь	396	47 900	430	635	374	3 276
Урукувим	Белая	280	29 100	291	599	321	2 812
Большая (Великая)	Берингово море	577	33 700	300	900	387	3 390

Продол жение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт·ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Хадырка	Берингово море	362	13 072	156	880	183	1 603
Апука	То же	291	13 030	156	1500	308	2 698
Пахоча	»	290	11 047	132	1180	249	2 184
Вивник	»	397	12 463	174	740	139	1 218
Камчатка	»	747	52 540	945	1160	669	5 860
Щапино	Камчатка	176	3 426	61	1338	154	1 349
Толбачик	То же	145	1 886	34	1652	112	981
Быстрая	Козыревка	154	3 867	70	1160	280	2 453
Еловка	Камчатка	239	8 827	167	1043	129	1 130
Жупановка	Берингово море	251	6 383	128	1300	327	2 865
	Бассейн Охотского моря						
Большая (Быстрая)	Охотское море	279	10 280	224	1400	299	2 619
Плотникова	Большая	147	4 521	90	697	101	885
Ича	Охотское море	210	4 147	75	2100	288	2 523
Хайрюзовка	То же	260	11 219	200	1330	245	2 146
Тихая	Хайрюзовка	191	6 624	119	870	183	1 603
Тигиль	Охотское море	285	16 705	302	1800	370	3 241
Таловка	То же	463	23 518	282	1020	248	2 172
Пенжина	»	699	72 495	725	800	743	6 509
Оклан	Пенжина	268	12 500	125	640	157	1 374
Пальматкина	То же	294	13 510	135	586	147	1 288
Парень	Охотское море	287	12 694	127	780	215	1 883
Гижига	То же	212	11 654	139	700	179	1 568
Яма	»	302	9 268	111	1200	303	2 654
Армань	»	174	7 350	88,0	1060	231	2 024
Яна	»	200	8 042	80,4	960	180	1 579
Тауй	»	295	25 375	254	710	288	2 522
Иня	»	342	18 952	151	1100	457	4 006
Нилгысыг	Иня	205	6 206	49,6	1339	113	992
Ульбея	Охотское море	352	12 845	103	1900	417	3 650
Кохтуй	То же	334	8 305	83,0	1500	222	1 945
Охота	»	344	18 420	184	1900	717	6 983
Дельку-Охотская	Охота	196	6 256	62,6	1581	221	1 936
Урак	Охотское море	199	10 620	106	700	229	2 010
Кетанда	Урак	194	3 906	39,1	1140	142	1 247
Улья	Охотское море	280	14 963	150	1100	343	3 001
Уда	То же	408	61 060	610	1040	642	5 624
Мая	Уда	429	15 350	154	1759	638	5 589
Тором	Охотское море	175	4 170	42,0	1780	170	1 489
Тогур	То же	299	11 990	120	1330	169	1 480
Амур	»	2825	1 844 905	10 800	308	9462	82 887
Шилка	Амур	557	202 012	485	189	742	6 500
Ингода	Шилка	696	37 706	118	1462	378	3 311
Онон	То же	476	92 900	145	319	315	2 759
Нерча	»	531	26 103	81	714	122	1 069
Аргунь	Амур	960	168 161	380	225	618	5 414
Амазар	То же	313	11 156	62	906	112	981
Зея	»	1217	232 650	1 800	1677	1981	17 354
Купури	Зея	163	4 653	57	822	139	1 218
Ток	То же	255	6 326	76	1053	173	1 515
Гилюй	»	544	21 726	192	703	441	3 863
Уркан правый	»	382	16 297	111	916	134	1 174
Селемджа	»	635	69 784	630	1365	1374	12 036
Селиткан	Селемджа	186	3 036	49	940	148	1 296
Нора	То же	284	16 617	150	798	136	1 191
Бурея	Амур	735	71 485	950	1305	1668	14 612

Продолжение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт·ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Ниман	Бурея	358	16 950	238	1081	479	4196
Акишма	Ниман	244	3 785	53	1063	141	1235
Ургал	Бурея	164	3 551	46	1145	127	1112
Туюн	То же	197	3 337	43	658	110	964
Тырма	»	338	15 275	186	656	281	2462
Бира	Амур	360	9 235	101	340	109	955
Уссури	То же	576	188 440	1460	61	262	2290
Улахе	Уссури	294	15 949	107	1104	128	1121
Иман	То же	428	29 787	328	947	558	4888
Арму	Иман	168	5 455	64	807	133	1165
Бикин	Уссури	534	21 938	241	1025	588	5151
Хор	То же	439	24 180	337	962	736	6447
Сукпай	Хор	154	4 695	70	697	136	1191
Катен	То же	189	3 922	60	890	149	1305
Урми	Тунгуска	436	14635	173	1561	488	4275
Кур	То же	420	13 852	194	861	391	3425
Анюй	Амур	381	12 662	210	1338	575	5037
Хунгары	То же	331	11 410	190	862	386	3381
Горюн	»	358	22 286	160	987	131	1148
Бичи	»	289	6 207	62	695	112	981
Амгунь	»	746	51 342	565	856	1005	8804
Нимелан	Амгунь	318	14 837	148	1458	203	1778
Керби	Нимелан	248	4 617	46	1537	124	1086
Поронаи	Залив Терпения	211	6 913	159	146	100	876
Бассейн Японского моря							
Тумнин	Японское море	354	22 050	264	900	437	3828
Хуту	Тумнин	177	6 900	83	833	153	1340
Коппи	Японское море	217	7 370	81	1400	248	2172
Самарга	То же	217	7 760	93	1000	243	2129
Бассейн бессточных озер							
Или (от границы с Китаем)	Оз. Балхаш	768	161 800	390	198	810	7096
Хоргос (пограничная река)	Или	160	1 550	6,1	2719	124	1086
Усек	То же	142	3 860	5,0	2726	187	1638
Чарын (Шарын)	»	346	9 035	33	2609	410	3592
Каркара	Чарын	113	1 762	21	1798	140	1227
Чилик (Щилик)	Или	240	5 350	30	3649	471	4126
Талгар	То же	108	648	5,4	3538	127	1113
Каратал	Оз. Балхаш	321	16 783	68	674	233	2041
Кара	Каратаг	71	476	12	2387	135	1183
Коксу	То же	154	4 785	56	1431	560	4906
Аксу	Оз. Балхаш	305	7 754	9,8	3061	147	1288
Лепса	То же	418	9 429	19	2861	174	1524
Аганакты	Лепса	55	701	12	2480	125	1095
Тентек	Теряется (басс. оз. Сасыккуль)	183	5 382	47	3204	339	2970
Орта-Тентек	Тентек	91	1 686	26	2629	186	1629
Чу (слияние рек Кочкор и Джуван-Арык)	Теряется (басс. оз. Саумалкуль)	1030	27 070	—	2142	857	7507
Б. Кемин	Чу	107	1 828	22	1657	216	1898
Курагаты	То же	182	—	—	2963	225	1971
Сарыджас (до границы с Китаем)	Аксу-Дарья Яркенд-Дарья (Китай)	148	11 175	105	1276	688	6027

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт·ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Чолоканчычай (Ак Шийрак)	Сарыджас	42	2 290	20	775	141	1 235
Аксай	Кокшаал	72	7 953	71	470	190	1 664
Талас	Теряется (басс. оз. Каракуль)	432	16 638	—	1205	256	2 243
Сыр-Дарья (от слияния рек Нарын и Кара-Дарья)	Аральское море	2139	232 900	496	359	2005	17 564
Кара-Дарья (от слияния рек Каракульджа и Тар)	Сыр-Дарья	162	27 806	100	712	676	5 922
Тар	Кара-Дарья	149	3 682	46	2192	443	3 881
Кара-Кульджа	То же	93	1 013	20	1771	218	1 910
Яссы	»	97	2 620	32	1540	223	1 953
Куршаб (Гульча)	»	113	3 125	24	1636	202	1 770
Акбура	Разбирается на орошение басс. р. Кара-Дарьи	58	2 469	21	1027	132	1 154
Тентак-Сай	Кара-Дарья	79	—	—	2430	130	1 139
Караунгур	То же	53	1 213	30	1111	117	1 025
Исфайрамсай	Разбирается на орошение басс. р. Кара-Дарья	111	4 202	18	3127	251	2 199
Нарын	Сыр-Дарья	615	59 557	488	2226	4164	36 477
Б. Нарын	Нарын	180	5 410	48	1160	401	3 513
М. Нарын	То же	104	3 868	42	767	222	1 945
Атбаш	»	131	5 532	33	1213	227	1 989
Алабуга	»	115	6 056	29	1170	243	2 129
Кокомерен	»	108	10 360	98	880	644	5 641
Итогар-Чичкан	»	64	1 140	21	1928	200	1 752
Узунахмат	»	68	1 766	28	1146	128	1 121
Карасу (правая)	»	68	2 597	39	1220	167	1 463
Падша-Ата	Разбирается на орошение басс. р. Сыр-Дарьи)	120	2 353	7,0	2003	105	920
Шахимардан	То же	101	4 069	11	3898	126	1 104
Сох	»	127	2 393	42	2522	660	5 782
Исфара	»	94	2 810	13	1776	169	1 480
Ходжа-Бакырган	»	82	1 707	11	1751	111	972
Ангрен	Сыр-Дарья	220	5 089	40	2688	440	3 854
Чирчик	То же	145	16 144	115	427	1019	8 926
Пскем (от слияния рек Майдантал и Ойгаинг)	Чирчик	73	2 800	76	677	388	3 399
Майдантал	Пскем	39	464	14	1158	107	937
Ойгаинг (от слияния рек Шавурсай и Тастарсай)	То же	48	1 100	29	1038	166	1 454
Чаткал	Чирчик	173	7 006	114	1450	803	7 034
Сандалаш	Чаткал	69	1 068	17	1149	102	894
Угам	Чирчик	68	867	20	2500	109	955
Аксу	Арысь	130	907	5,2	3115	124	1 086

Продолжение

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, км	Площадь бассейна, км²	Среднегодовой расход воды в устье, м³/сек	Падение реки, м	Среднегодовая мощность, тыс. квт	Среднегодовая выработка, млн. квт·ч
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Зеравшан	Разбирается на орошение (басс. оз. Денгиз-Куль)	826	12 374	—	2587	2 010	17 608
Ягноб (Фан-Дарья)	Зеравшан	126	3 292	61	2181	396	3 469
Искандер-Дарья	Ягноб	20	958	21	544	106	928
Кашка-Дарья	Разбирается на орошение (басс. Аральского моря)	348	14 290	—	2248	110	964
Яккобал-Дарья	Кашка-Дарья	107	1 722	13	3595	142	1 244
Аму-Дарья	Аральское море	1404	226 800	1330	239	4 100	36 000
Пяндж	Аму-Дарья	921	113 500	1032	2509	11 143	97 615
Гунт (Аличур)	Пяндж	260	13 677	108	2438	940	8 232
Шах-Дара	Гунт	139	4 191	35	2631	324	2 838
Мургаб 1 (Бартанг)	Пяндж	452	24 412	130	1939	965	8 453
Ку-Дара	Бартанг	138	4 417	34	1827	174	1 524
Язгулем	Пяндж	77	1 996	40	1720	281	2 462
Ванч	То же	91	2 094	56	1083	339	2 970
Оби-Хумб-Оу	»	42	668	19	1949	177	1 550
Оби-Равноу	»	40	473	14	2121	142	1 244
Оби-Миньоу	»	55	627	16	2361	122	1 069
Кызылсу (Южная)	»	220	8 822	54	2374	242	2 120
Як-Су	Кызылсу	142	2 668	34	3176	335	2 935
Вахш	Аму-Дарья	353	39 080	657	835	5 130	44 939
Сурхоб	Вахш	129	20 513	306	712	1 619	14 708
Муксу	Сурхоб	167	5 169	77	2652	769	6 736
Саук-Сай	Муксу	70	1 295	13	1828	100	876
Кызыл-Су (Алайская)	Сурхоб	235	8 233	65	2297	519	4 546
Коксу	То же	46	1 191	64	1801	219	1 918
Питаукуль	Коксу	50	531	30	2316	222	1 945
Яркич	Сурхоб	47	1 155	61	1138	170	1 489
Карагуш-Хона	Яркич	28	338	18	2326	104	911
Сорбог	Сурхоб	66	1 764	68	2333	274	2 400
Гориф	Сорбог	54	766	32	2249	248	2 172
Приток 326	Сурхоб	38	455	164	2163	119	1 042
Оби-Хингоу	Вахш	198	6 529	233	1901	2 013	17 634
Оби-Мазар	Оби-Хингоу	40	1 005	36	1580	187	1 638
Шакли-Су	То же	50	764	29	1314	220	1 927
Кафирниган	Аму-Дарья	386	11 691	155	2840	1 423	12 465
Сардай-Миона	Кафирниган	65	1 181	42	2663	260	2 278
Дюшамбе-Дарья (Варзоб)	То же	95	1 976	48	3038	438	3 837
Ханака	»	58	782	12	2926	102	894
Сурхан-Дарья	Аму-Дарья	260	13 200	89	3720	554	4 853
Туполанг	Сурхан-Дарья	90	2 632	49	2940	469	4 108
Куштут	Туполанг	49	704	16	3104	122	1 069
Каратаг-Дарья	Сурхан-Дарья	82	1 535	24	3010	258	2 260
Ширкент	Каратаг-Дарья	58	545	9,2	3220	112	981
Бассейн Каспийского моря							
Урал	Каспийское море	2520	220 000	240	680	524	4 580
Сакмара	Урал	706	29 149	131	602	136	1 191
Волга	Каспийское море	3694	1 384 164	7790	257	6196	54 277

Река	Море или река, куда впадает	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Среднегодовая мощность, тыс. *квт*	Среднегодовая выработка, млн. *квт·ч*
1—2	3	4	5	6	7	8	9
Унжа	Волга	535	27 356	208	139	128	1 121
Ока	То же	1520	244 929	1274	160	381	3 338
Сура	»	857	65 451	302	177	131	1 148
Кама	»	2009	518 646	3834	229	1454	12 737
Вишера	Кама	458	31 271	462	482	307	2 689
Косьва	То же	310	7 640	88	237	136	1 191
Чусовая	»	802	47 216	416	189	157	1 375
Сылва	Чусовая	587	22 139	177	281	124	1 086
Белая	Кама	1389	138 863	950	646	475	4 161
Б. Инзер	Сим	285	5 135	52	704	139	1 218
Уфа	Белая	861	52 583	410	380	336	2 943
Ай	Уфа	539	14 727	119	595	133	1 165
Юрюзань	То же	418	7 551	76	716	152	1 332
Вятка	Кама	1248	129 228	831	175	412	3 609
Терек	Каспийское море	600	40 000	360	2741	1240	10 862
Ардон	Терек	108	2 700	53,0	2448	326	2 856
Урух	То же	105	1 362	27	2899	293	2 567
Малка	»	201	10 123	112	2879	254	2 225
Баксан	Малка	161	6 822	112	2154	378	3 311
Чегем	Баксан	102	923	13	1974	176	1 542
Черек (Черек-Балкарский)	То же	119	2 727	52	1840	400	3 504
Черек Безенгинский	Черек	46	640	14	1358	120	1 051
Асса	Сунжа	116	2 013	26	2110	170	1 489
Аргун	То же	163	3 409	51	2572	226	1 980
Шаро-Аргун	Аргун	95	1 104	18	2494	145	1 270
Сулак	Каспийское море	151	13 204	175	331	582	5 098
Кара-Койсу	Сулак	96	1 822	18	2491	166	1 454
Аварское-Койсу	То же	190	3 902	96	2658	766	6 710
Андийское-Койсу	»	184	4 612	71	3422	662	5 799
Самур	Каспийское море	212	5 250	69	3327	959	8 401
Кура	То же	625	—	512	1562	1893	16 583
Паравани	»	66	2 278	16,6	959	115	1 007
Б. Лиахви	Кура	96	2 311	33,4	2450	202	1 770
Ксани	То же	76	885	11,9	2343	102	894
Арагви	»	110	2 724	57,5	2651	289	2 532
Пшавис Арагви	Арагви	66	952	21,6	1991	112	981
Храми	Кура	187	8 260	62	2147	237	2 076
Дебеда	Храми	92	4 080	33,4	575	193	1 691
Алазань	Кура	—	—	—	—	410	3 592
Иори	Алазань	184	4 700	25,0	2691	210	1 840
Тертерчай	Кура	200	2 650	22,0	3117	147	1 288
Аракс	То же	—	—	—	—	1424	12 474
Раздан	Аракс	130	2 565	56,7	1096	576	4 520
Акера-Чай	То же	129	5 540	22,7	2812	102	894
Воротан (Базарчай)	»	179	5 540	24,5	2670	293	2 567

Примечание. Показатели по пограничным рекам, приводимые в гр. 8 и 9, характеризуют полную величину энергетических ресурсов реки.

1. Водохозяйственный кадастр СССР. Методика составления. Секция по научной разработке проблемы водного хозяйства АН СССР. Изд-во АН СССР, 1956.
2. Естественные производительные силы России, т. II. Белый уголь, вып. 1. Н. А. Копылов. Белый уголь в Северной области. Комиссия по изучению естественных производительных сил России, состоящая при Российской Академии наук. Пб., 1921.
3. Естественные производительные силы России, т. II. Белый уголь, вып. 3. А. Эссен. Белый уголь на Кавказе. Комиссия по изучению естественных производительных сил России, состоящая при Российской Академии наук. Л., 1924.
4. О. К. Блумберг. Белый уголь Алтая. Комитет по изучению естественно-производительных сил Союза ССР. Материалы № 76 АН СССР, 1930.
5. К. В. Оппоков. Водные богатства Украины. Гос. изд-во Украины, 1925.
6. Атлас энергетических ресурсов СССР, т. I, ч. III. Гидроэнергетические, ветроэнергетические, гелиоэнергетические ресурсы, НКТП СССР. Главное энергетическое управление ОНТИ, 1936.
7. Атлас энергетических ресурсов СССР, т. II, НКТП СССР. Главное энергетическое управление ОНТИ, 1933—1934.
8. Энергетические ресурсы СССР, т. II. Энергетический институт АН СССР, 1938.
9. Справочник по водным ресурсам СССР.
10. С. В. Григорьев. Потенциальные энергоресурсы малых рек СССР. Труды научно-иссл. учреждений ГУГМС, серия IV, вып. 34. Гидрометеоиздат, 1946.
11. А. Н. Вознесенский и И. А. Терман. Гидроэнергетические ресурсы СССР. «Гидротехническое строительство», 1956, № 4.
12. Fünfte Weltkraftkonferenz. Prof. A. N. Voznesensky. Water Power resources of the USSR. Wien, 1956.
13. Н. С. Калачев, Л. Д. Лаврентьева. Водноэнергетический кадастр рек Казахской ССР. Под ред. академика АН Каз. ССР Ш. Ч. Чокина. Изд-во АН Каз. ССР. Алма-Ата, 1965.
14. М. Н. Большаков, В. Г. Шпак. Водноэнергетические ресурсы Киргизской ССР. АН Кирг. ССР. Фрунзе, 1960.
15. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. Таджикский научно-исследовательский отдел энергетики. Изд-во «Недра», 1965.
16. Гидроэнергетические ресурсы Азербайджанской ССР. Изд. АН Азерб. ССР, т. I и II. Баку, 1954 и 1961.
17. Природные ресурсы Грузинской ССР, т. IV. Гидроэнергетические ресурсы. АН Груз. ССР. Совет по изучению производительных сил. Изд-во АН СССР, 1962.
18. Водноэнергетический кадастр Мурманской области, т. I. Методика учета и анализ гидроэнергоресурсов в связи с естественными факторами. Апатитовая Гора, 1956.
19. Водноэнергетический кадастр Карело-Финской АССР. Кадастр потенциальных запасов водной энергии, т. I. Общая часть. Петрозаводск, 1953.
20. Кадастр рек Литовской ССР, ч. I и II. Изд-во АН Лит. ССР. Вильнюс, 1959.
21. Кадастр рек Литовской ССР, т. III. Изд-во АН Лит. ССР, Вильнюс, 1961.
22. А. З. Захидов, А. Ф. Чернова. Водноэнергетические ресурсы рек Узбекской ССР. АН Узб. ССР. Институт водных проблем и гидротехники. Изд-во АН Узб. ССР. Ташкент, 1963.

Глава третья

ТЕХНИЧЕСКИ ВОЗМОЖНЫЕ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

(Технический гидроэнергетический потенциал)

ПОНЯТИЕ О ТЕХНИЧЕСКОМ ПОТЕНЦИАЛЕ

Для реальной оценки энергетических ресурсов, а также для установления правильного соотношения между их видами, необходимо определение той части, которую технически можно использовать. Очевидно, что эту часть энергоресурсов можно определить только при учете всех потерь, возникающих при добыче энергоресурсов, производстве энергии и ее преобразовании.

При сопоставлении гидравлической энергии с другими видами энергии выявляется, что с учетом потерь, сопровождающих добычу энергоресурсов и производство энергии, удельный вес гидроэнергии в общем балансе энергии будет значительно выше, чем ее доля в общем энергетическом потенциале страны. Это положение определяется данными о потерях при производстве электроэнергии по тепловому и гидравлическому циклам.

Известно, что суммарная величина потерь при использовании ресурсов каменного угля составляет около 80% и, следовательно, к.п.д. использования угля для производства электроэнергии в среднем составляет 20%.

При производстве электроэнергии в гидравлических установках могут быть потери из-за невозможности полного использования верховых и низовых участков рек (с малой потенциальной мощностью), напора и стока реки; имеют место также механические потери (в турбинах и генераторах).

Часть валового энергетического потенциала рек, которая технически возможна к использованию путем создания гидроэлектрических станций, преобразующих энергию рек в энергию электрическую, является техническим гидроэнергетическим потенциалом. Исчисление этого потенциала встречает ряд трудностей, поскольку установленного понятия и методики исчисления его нет, и оно может производиться в принципиально разных условиях. Так, например, осуществление гидроустановки технически возможно в любых природных условиях, в том числе на реках и их участках с малой потенциальной мощностью и с любой степенью использования стока; при этом технический потенциал мог бы быть получен как разность общего (теоретического) потенциала и неизбежных потерь, связанных с преобразованием гидравлической энергии в электрическую. Однако подобное представление о техническом

потенциале не давало бы его реальной оценки и являлось бы завышенным.

В данной работе приняты следующие исходные положения для исчисления технического потенциала. Принималось, что при его подсчете, рассматривая вопрос об использовании падения рек и их отдельных участков, обладающих малой потенциальной мощностью, не следует выходить за рамки обычно применяемых инженерных решений

В последующем, при исчислении технического потенциала реки участки рек с малой потенциальной мощностью (в основном верхние и нижние течения) в расчет не принимаются, что, конечно, несколько снижает получаемую величину технического потенциала.

В целях сохранения сопоставимости с другими видами энергетических ресурсов (уголь, нефть и пр.), а также ввиду невозможности учета перспективного водопотребления и водопользования для различных отраслей народного хозяйства на отдаленный период при исчислении гидроэнергетического технического потенциала использовались данные о природных водных ресурсах, хотя в принципе и следует иметь в виду, что приоритет по использованию водных ресурсов остается за такими отраслями, как например, водоснабжение. При этом, разумеется, остается справедливым принцип, что в конкретных проектах должно учитываться использование стока и другими водопотребителями и водопользователями.

Исходя из этого, в дальнейшем принимается, что технический потенциал исчисляется по природным водным ресурсам, уменьшенным на величину неизбежных потерь, связанных с фильтрацией, испарением и недоиспользованием напора и стока за счет его недостаточного зарегулирования, недоиспользования верхних и нижних участков, а также с учетом уже осуществленных отъемов воды из водотока.

По водотокам районов орошаемого земледелия специфические условия комплексного использования водных ресурсов учитывались при установлении величины коэффициента K_1 (см. стр. 103); учитывалось также, что в схемах использования, принимаемых в качестве базовых, заложены отъемы воды на орошение в перспективе.

Необходимо отметить, что технический потенциал в принципе является величиной переменной, растущей по мере развития науки и техники и технических возможностей использования гидроэнергоресурсов; однако изменения его не могут отражаться на масштабе полученных величин.

Размер технического потенциала зависит от величины указанных выше потерь, часть которых неизбежна и более или менее постоянна, а вторая (основная) часть зависит от природных гидрологических, геологических, топографических и других условий, в которых происходит использование потенциальных гидроэнергетических ресурсов. Вторая часть потерь не постоянна, и величина ее может колебаться в широких пределах.

ПОСТОЯННЫЕ ПОТЕРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ВОДОТОКОВ

Пределы возможных колебаний размеров постоянных потерь гидроэнергии не велики, и средняя их величина может отражать порядок величин, присущий всем гидроэлектростанциям.

Потери напора связаны с наличием подпора от ниже расположенных гидроузлов, потерь на решетках, в подводящих каналах, в напорных трубопроводах и т. д. Величина этих потерь может колебаться от 2 до 10% (верхний предел — для деривационных установок).

Потери стока. Потери воды через направляющие аппараты турбин и затворы водоподпорных сооружений. Этот вид потерь составляет обычно менее 1%.

Потери при превращении гидравлической энергии в электрическую зависят от конструктивных решений турбин и генераторов. В настоящее время оптимальные к. п. д. турбин Пельтона, Френсиса и Каплана очень близки друг к другу (91—92%); к. п. д. генераторов может быть принят в размере 96—97%; общий к. п. д. оборудования составит 87—89%. Следовательно, механические потери при превращении гидравлической энергии в электрическую могут быть оценены в 13—11%. Таким образом, при использовании гидроэнергетических ресурсов происходят неизбежные (минимальные, не поддающиеся уменьшению) потери, величина которых характеризуется следующими данными:

Род потерь	Величина потерь, %
Потери напора	2—10
» стока	1
» в турбинах и генераторах	11—13
Всего	14—24

Верхний предел использования валового гидроэнергетического потенциала зависит от величины неизбежных потерь и, следовательно, в общем не может превышать 86%.

ИЗМЕНЯЮЩИЕСЯ ПОТЕРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Изменяющиеся потери зависят от природных условий и на различных реках могут быть весьма различными. К числу такого рода потерь относятся:

а) потери стока и падения реки вследствие недоиспользования ее верховых и низовых участков;

б) потери напора из-за наличия сливных призм в регулирующих водохранилищах;

в) потери стока на дополнительное испарение с поверхности водохранилищ и на фильтрацию через сооружения;

г) потери стока из-за невозможности полного его использования в связи с недостаточной регулирующей емкостью водохранилищ и ограничением установленной мощности ГЭС.

Размеры изменяющихся в зависимости от природных условий потерь охарактеризовать конкретными данными затруднительно, и поэтому в дальнейшем их величина учитывается суммарно, на основании анализа материалов имеющихся проектов.

В последующем изложении установление размера технического гидроэнергетического потенциала рек произведено с учетом всех видов потерь.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

Наиболее точно величина технического потенциала может быть получена только в результате непосредственного составления схем и проектов использования водотоков с определением возможной выработки энергии каскада. Однако проведение этих исследований специально для определения величины технического потенциала практически неосуществимо. Вследствие этого технический потенциал основной массы рек Советского Союза (более 4000 рек) может быть получен только косвенным путем — на основе анализа имеющихся данных о соотношении технического и полного потенциалов для изученных рек.

При определении технического потенциала рек страны были использованы имеющиеся проектные материалы по трем категориям изученности гидроэнергетических ресурсов Советского Союза:

а) реки, на которых эксплуатируются или строятся ГЭС;

б) реки, для использования которых составлены проектные задания и технические проекты;

в) реки, для которых разработаны схемы использования.

Использованные обширные проектные материалы позволили подвергнуть исследованию группы рек, протекающих в районах с различными природными условиями. Эти материалы дали возможность в последующем подсчитать коэффициенты использования валового потенциала K_1, выражающие долю возможной к техническому использованию энергии от общего потенциала водотоков (приложение III.1).

Анализ данных приложения III.1 позволил разделить реки на различные группы и принять для каждой из них пределы возможных величин коэффициента K_1.

Подсчеты технического потенциала рек, по которым нет проектных материалов, производились, исходя из значения полного потенциала водотока и коэффициента K_1. Отнесение водотока к той или иной группе для выявления величины K_1 производилось в соответствии с величиной его полного потенциала и природными условиями.

КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВАЛОВОГО ПОТЕНЦИАЛА

Коэффициенты K_1 вычислялись как отношение возможной выработки энергии гидростанциями всего каскада к сумме полного потенциала водотока и потенциала участков притоков, попадающих в зону подпора от ГЭС, расположенных на рассматриваемой реке. В том случае, когда река сама является притоком, низовой участок которого находится в подпоре от ГЭС на другой реке, из потенциала рассматриваемой реки (притока) вычиталась потенциальная энергия ее подпираемого низового участка.

Из материалов приложения III.1 можно установить, что коэффициент K_1 колеблется в широких пределах: от 0,18 (Сыр-Дарья) до 0,91 (Ангара с учетом подпора Байкала) и зависит от значительного числа факторов. К числу главных факторов, определяющих величину этого коэффициента, прежде всего следует отнести полноту использования падения (длины) реки, ее водность, характеризуемую размерами потенциальной энергии, и удельный потенциал всей реки или отдельных ее участков.

Реки одинаковой крупности могут отличаться существенными различиями в величине коэффициента K_1, поскольку на него влияют дополнительные условия: естественная зарегулированность потока, характеризуемая коэффициентами изменчивости годового стока C_v и внутригодовой неравномерности C_r, озерность реки, возможность создания регулирующих сток водохранилищ, рельеф долины реки, обусловливающий возможность использования потенциальной энергии водотоков в приплотинных или деривационных установках, наличие в перспективе крупных потребителей воды (орошение) и др.

Сложность установления коэффициентов K_1 для неизученных рек можно иллюстрировать данными приложения III.1. Так, если задаться крупностью рек, характеризуя ее количеством потенциальной энергии, и разделить изученные реки на четыре группы — весьма крупные водотоки с потенциальной энергией более 10000 млн. *квт · ч/год*, крупные водотоки с потенциальной энергией от 1000 до 10 000 млн. *квт · ч/год*, средние водотоки с потенциальной энергией от 15 до 1000 млн. *квт · ч/год* и малые водотоки с потенциальной энергией менее 15 млн. *квт · ч/год*, то, просматривая данные, помещенные в табл. III.1, можно установить, что очень тесной зависимости коэффициента K_1 от крупности рек обнаружить не удается.

Реки классов крупности I и II имеют практически близкие коэффициенты K_1, пределы колебаний составляют соответственно 0,18—0,91 и 0,16—0,85 и лишь для рек III класса коэффициенты K_1 заметно снижаются. Средние значения коэффициента K_1 имеют тенденцию к снижению в зависимости от крупности реки: I класс — 0,63, II класс — 0,55 и III класс — 0,33. Однако такая тенденция недостаточна для надежной оценки величины технического потенциала неизученных рек, тем более, что средние значения K_1 получены лишь по 51 реке с суммой потенциальных ресурсов 788,4 млрд. *квт·ч* (23,8% всех учтенных потенциальных ресурсов). Поэтому помимо энергетической крупности реки, рассмотрено также влияние других факторов, прежде всего полноты использования длины водотоков.

Таблица III.1

I класс		II класс		III класс	
река	K_1	река	K_1	река	K_1
Ингури	0,77	Мзымта	0,26	Вента	0,43
Днепр	0,72	Белая	0,46	Волхов	0,67
Обь	0,80	Днестр	0,60	Паровани	0,53
Катунь	0,48	Неман	0,64	Арпа	0,66
Томь	0,45	Вилия	0,47	Земанлу	0,18
Иртыш	0,75	Западная Двина	0,68	Гивинли	0,12
Енисей	0,83	Свирь	0,67	Караджоран	0,14
М. Енисей	0,60	Сухона	0,85	Назара	0,22
Туба	0,43	Бия	0,62	Карахан	0,18
Абакан	0,44	Селенга	0,67		
Ангара	0,91	Шилка	0,32		
Зея	0,70	Гилюй	0,62		
Селемджа	0,74	Илѝ	0,29		
Сыр-Дарья	0,18	Чаткал	0,52		
Нарын	0,64	Уфа	0,71		
Вахш	0,71	Юрюзань	0,16		
Волга	0,68	Вятка	0,62		
Кама	0,66	Чусовая	0,57		
Сулак	0,54	Храми	0,51		
Кура	0,46	Дебед	0,58		
		Воротан	0,67		
Среднее	0,63		0,55		0,33

Большое влияние на величину K_1 оказывает степень возможности использования длины реки, т. е. ее верховых и низовых участков. Для оценки этого влияния в приложении приведены коэффициенты K_2, выражающие долю возможной к техническому использованию энергии от потенциала водотока на используемом его участке (т. е. потенциальной энергии всей реки за вычетом потенциала неприемлемых к использованию верховых и низовых участков рек). Сравнение коэффициентов возможного технического использования гидроэнергетических ресурсов всей реки и на используемом ее участке показывает, что если для ряда крупных рек, которые могут быть использованы на всем протяжении (Ангара, Иртыш и др.), эти коэффициенты равны, то для меньших рек расхождение между этими коэффициентами значительно. Так, например, для р. Венты (бассейн Балтийского моря) коэффициент K_1 всей реки составляет 0,43, а на используемом участке — 0,97; для р. Чусовой

(бассейн р. Камы) — соответственно 0,37 и 0,37. Еще более различно расхождение этих коэффициентов для р. Сыр-Дарьи (0,18 и 0,48) и р. Юрюзани — (0,16 и 0,28).

Приведенные значения коэффициентов K_1 и K_2 также показывают, что при исчислении технического потенциала учитывать только одну крупность реки было бы недостаточно, так как в большом числе случаев недоиспользование длины реки, а следовательно, и теоретического потенциала составляет очень значительный процент.

Анализ данных, помещенных в приложении, дает возможность убедиться, что коэффициент K_1 теснейшим образом связан с полнотой использования длины водотока. В подтверждение этого на рис. 1 приводится график связи между процентом использования длины водотока и коэффициентом K_1, а в табл. III. 2 приводятся данные для построения этого графика. Из графика видно, что с увеличением используемой части длины реки пропорционально растет и коэффициент K_1, а предельное использование энергетического потенциала реки не превосходит примерно 80—82%, т. е. все виды потерь составляют 18—20%.

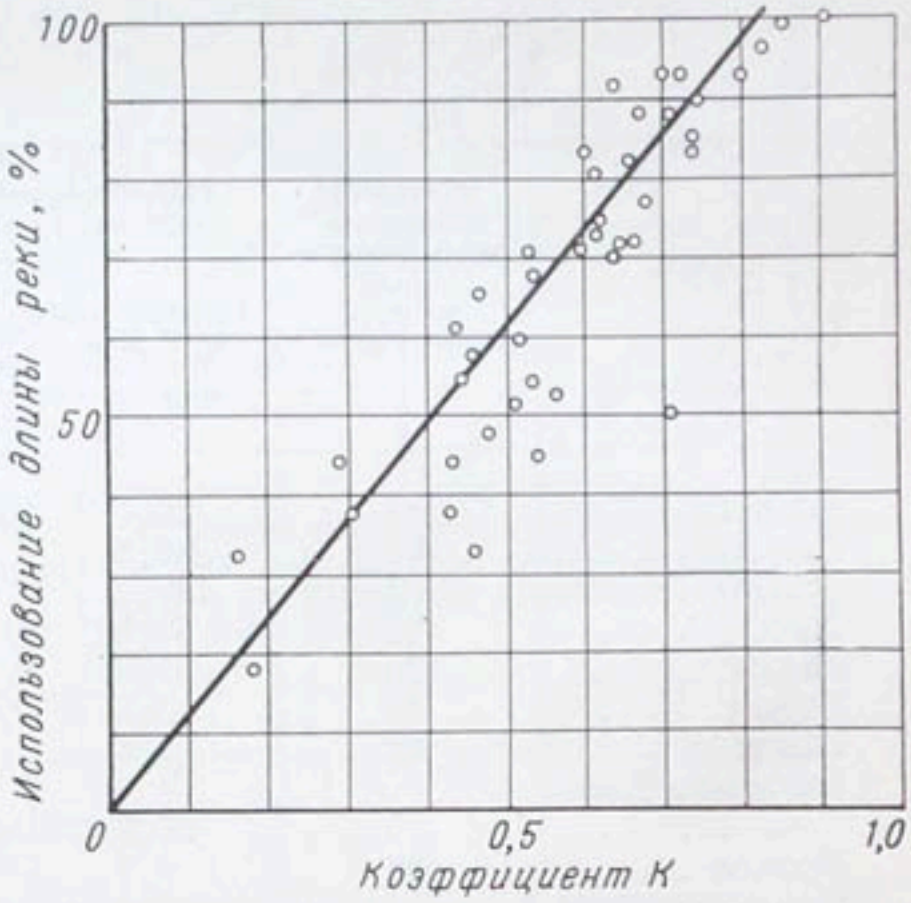


Рис. III.1. Зависимость коэффициента K_1 от используемой длины реки

Следует оговориться, что зависимость, помещенная на рис. III.1, имеет определенную разбросанность точек, часть которых отклонилась значительно вправо.

Дальнейший анализ показал, что отклонение точек от линии связи не случайно и зависит прежде всего от величины удельного потенциала на используемом участке реки и от процента использования полного потенциала на этом участке (см. табл. III. 2). Так, чем больше удельный потенциал на используемом участке, по сравнению со средним удельным потенциалом реки, тем больше отклонение точки от линии связи. Следовательно, сколько-нибудь значительное отклонение точки возможно лишь при небольшом использовании длины водотока в чем можно убедиться на рис. III.1.

В табл. III.2 приводится относительный удельный потенциал, приходящийся на 1% длины реки или ее используемого участка. В частности, все значительно отклонившиеся вправо точки соответствуют удельному потенциалу на используемом участке от 1,2 до 2 по отношению к среднему удельному потенциалу реки; точки, отклонившиеся влево, наоборот, имеют на используемом участке удельный потенциал по отношению к среднему меньше 1.

Однако в ряде случаев, если полнота использования потенциала участка с большим удельным его значением невелика, например на реках Юрюзань 0,28 и Сыр-Дарья 0,48, описанное правило нарушается, и точки связи могут ложиться точно на зависимость или даже отойти влево.

Таким образом, для построения надежной зависимости между используемой длиной водотока и коэффициентом K_1 необходимо введение дополнительного фактора, учитывающего неравномерность распределе-

ния удельного потенциала по длине реки и полноту использования потенциала на участке.

Такая зависимость приведена на рис. III.2, где по оси ординат отложен процент использования длины реки, а на оси абсцисс — отношение K_1 к K_2; у точек выписаны значения отношения удельного потенциала участка к среднему удельному потенциалу реки. Зависимость, приведенная на рис. III.2, показывает, что между сопоставляемыми величинами имеется действительно тесная связь. Изложенное выше позволяет прийти к выводу, что значение коэффициента K_1 зависит в основном от двух главнейших факторов: величины валового потенциала реки и полноты использования ее длины.

Таблица III.2

Река	Отношение длины используемого участка ко всей длине реки, %	Относительный удельный потенциал, млн. квт·ч		Отношение данных, помещенных в графах 5 и 4	$\frac{K_1}{K_2}$
		средний для всей реки	средний на используемом участке		
1—2	3	4	5	6	7
Мзымта	44	29,7	25,7	0,86	0,38
Белая	57	36,5	37,0	1,00	0,58
Днепр	93	149,9	158,0	1,05	0,98
Днестр	83	51,03	51,4	1,01	0,83
Неман	70	33,4	34,6	1,03	0,72
Вилия	65	13,5	14,8	1,10	0,71
Вента	38	3,6	4,2	1,16	0,44
Западная Двина	77	67,6	77,5	1,14	0,88
Волхов	88	6,7	7,2	1,08	0,88
Свирь	72	16,4	21,9	1,33	0,96
Сухона	99	18,4	18,6	1,00	1,00
Обь	93	638,2	663,0	1,04	0,96
Катунь	48	314,2	460,0	1,46	0,71
Томь	55	143,1	159,0	1,11	0,62
Бия	80	89,0	100,0	1,12	0,90
Иртыш	99	246,0	246,0	1,00	0,98
Енисей	96	1 908,0	1 955,0	1,02	0,98
М. Енисей	71	109,7	140,0	1,27	0,91
Туба	44	121,2	164,0	1,35	0,59
Абакан	61	127,0	124,9	0,98	0,59
Селенга	72	96,7	100,0	1,03	0,75
Ангара	100	787,0	787,0	1,00	1,00
Шилка	37	27,2	31,2	1,15	0,43
Зея	93	205,7	202,0	0,98	0,91
Гилюй	74	31,3	37,7	1,20	0,88
Селемджа	85	129,0	131,0	1,02	0,90
Или	44	83,4	77,0	0,92	0,40
Сыр-Дарья	18	182,2	380,0	2,08	0,38
Нарын	91	377,6	374,0	0,99	0,91
Чаткал	59	68,9	99,0	1,43	0,84
Вахш	50	489,0	752,0	1,53	0,77
Волга	85	619,0	696,0	1,12	0,96
Кама	82	120,8	143,0	1,18	0,97
Уфа	88	31,0	33,5	1,08	0,96
Юрюзань	32	12,7	23,4	1,84	0,57
Вятка	73	41,2	53,8	1,30	0,96
Чусовая	52	10,8	13,8	1,28	0,66
Сулак	54	113,2	169,0	1,49	0,81
Кура	33	116,4	208,2	1,79	0,58
Паровани	45	10,2	18,2	1,78	0,80
Храми	51	20,8	30,5	1,46	0,75
Дебед	100	25,5	25,5	1,00	1,00

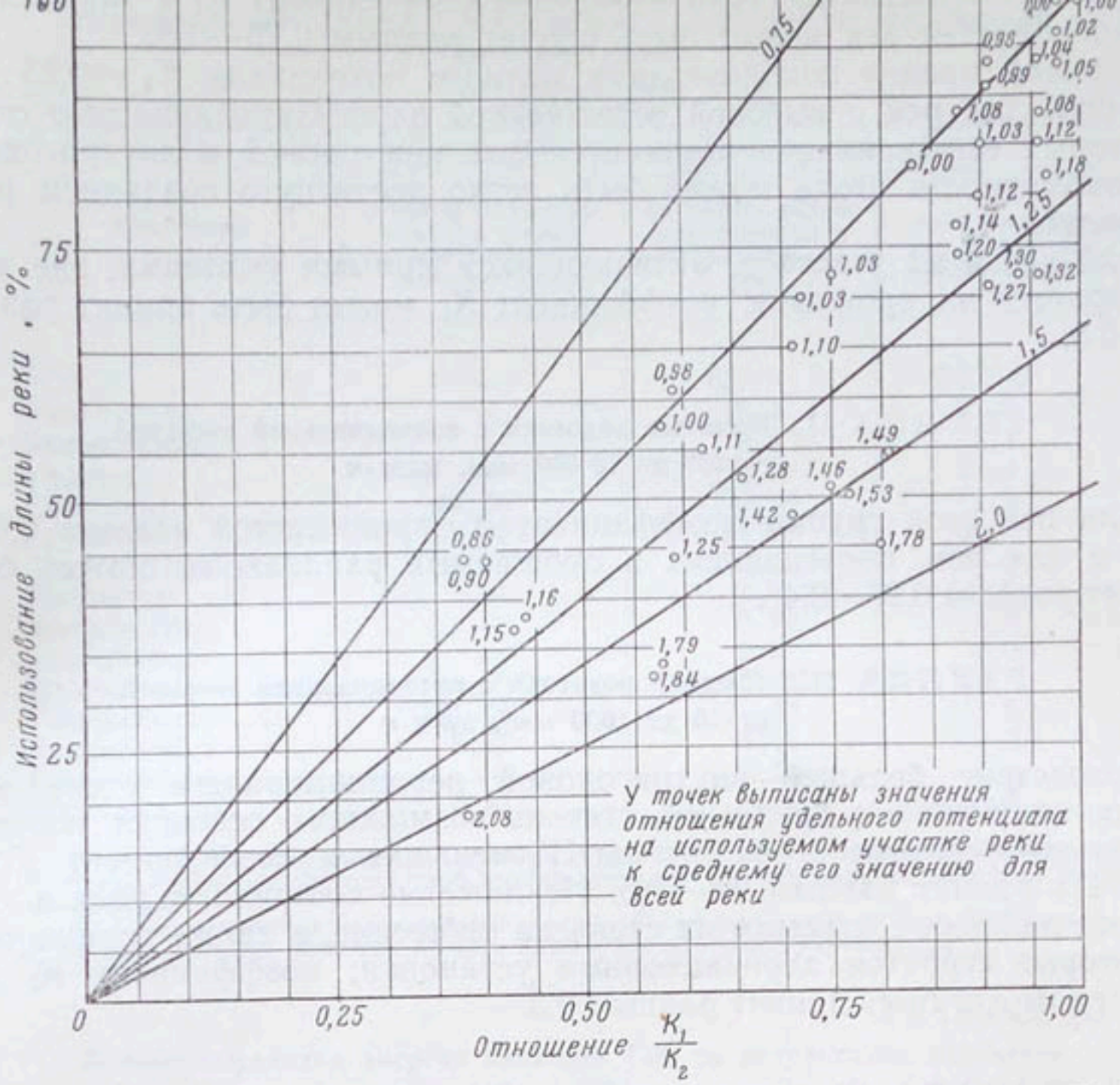


Рис. III.2. Зависимость между использованием длины реки и отношением K_1/K_2

В последующее время, когда начнется использование энергии рек в малонаселенных районах страны, полнота использования рек возрастет, а следовательно, возрастет и коэффициент использования валового потенциала рек, особенно имеющих большие значения этого потенциала.

В соответствии с изложенным была разработана и принята классификация, по которой был подсчитан технический потенциал энергии рек Советского Союза.

Принятые при этом значения коэффициента для рек III и IV групп и частично для рек группы II, являются, по-видимому, несколько заниженными.

ГРУППИРОВКА РЕК И ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВАЛОВОГО ПОТЕНЦИАЛА K_1

Исходя из величины полной потенциальной энергии, полноты использования длины рек, учета природных особенностей рек и условий использования их стока, представилось целесообразным разделить все реки на четыре группы.

ГРУППА I. Весьма крупные водотоки с потенциальной энергией более 10 000 млн. *квт·ч*

К группе I относятся крупнейшие реки с благоприятными природными условиями, позволяющими использовать энергию рек почти на всем протяжении и создавать гидроузлы приплотинного типа с регулирующими сток водохранилищами. Благодаря возможности наиболее

полного использования стока и падения коэффициент K_1 в зависимости от особенностей рек может быть принят равным 0,75—0,85.

Высший предел использования полного потенциала $K_1 = 0{,}85$ принимается для рек с высокой естественной зарегулированностью стока, у которых выравнивание незначительной межгодовой и внутригодовой неравномерности стока может быть легко достигнуто созданием водохранилищ.

Для рек и их участков, отличающихся малыми уклонами, где вода разбирается на орошение, коэффициент K_1 может быть принят равным 0,3—0,5.

ГРУППА II. Крупные водотоки с потенциальной энергией от 1000 до 10 000 млн. *квт·ч*

Для рек этой группы коэффициент K_1 принимается равным 0,60—0,75, а для рек, протекающих в орошаемых районах, он может быть принят равным 0,25—0,45.

ГРУППА III. Средние водотоки с потенциальной энергией от 15 до 1000 млн. *квт·ч*

Вследствие большей внутригодовой неравномерности стока этих рек, по сравнению с крупными, степень возможного освоения потенциальных энергоресурсов рек группы III меньшая и коэффициент K_1 может быть принят равным 0,4—0,5. Исключение составляют реки в орошаемых районах с отъемом их стока на орошение, а также горные реки, на которых строятся деривационные установки; коэффициент K_1 для этих рек может быть принят равным 0,3.

ГРУППА IV. Малые водотоки с потенциальной энергией менее 15 млн. *квт·ч*

Вследствие незначительной величины стока, большая часть рек группы IV либо перемерзает в зимний период, либо пересыхает летом. Энергетическое использование малых рек возможно, как правило, только путем создания малых гидроэлектростанций, работающих не круглый год. Коэффициент K_1 этих рек может быть принят равным 0,15—0,20.

ВЕЛИЧИНА ТЕХНИЧЕСКОГО ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

При исчислении технического потенциала Советского Союза был использован имеющийся проектный материал, а также данные республиканских академий наук, филиалов Академии наук СССР и других ведомств. Удельный вес части технического потенциала, определенной по этим данным, составляет около 50% всей суммы исчисленного технического потенциала СССР, что может характеризовать достаточно высокую точность подсчета.

В табл. III.3 приводятся данные различных организаций и принятые значения технического потенциала.

В результате подсчетов технический потенциал Советского Союза в целом определен в размере 2106 млрд. *квт·ч* (без учета малых рек). В 1951 г. технический потенциал Советского Союза исчислялся в размере 1720 млрд. *квт·ч*. Увеличение значения технического потенциала на 386 млрд. *квт·ч* произошло за счет увеличения полного потенциала рек Советского Союза до 3338 млрд. *квт·ч* и повышения величины выра-

Таблица III.3

Использованные данные о техническом потенциале по республикам Советского Союза

(без малых рек)

Республика	Технический потенциал, млрд. *квт·ч*		
	в целом по республике (по данным республиканских академий наук)	по схемам водноэнергетического использования рек	принятые значения в целом по республикам
РСФСР	—	637,9	1 670,0
Украинская	—	12,1	21,5
Белорусская	—	2,2	3,1
Узбекская	—	8,60	27,4
Казахская	40,30**	15,45	61,9
Грузинская	68,50	24,90	67,9
Азербайджанская	21,00*	7,42	16,0
Литовская	—	2,1	2,8
Молдавская	—	0,80	1,2
Латвийская	—	3,8	4,0
Киргизская	43,80**	32,20	72,9
Таджикская	221,0*	37,60	143,6
Армянская	6,67	6,15	8,6
Туркменская	—	3,20	4,8
Эстонская	0,47	—	0,5

* Данные АН Таджикской и Азербайджанской ССР завышены вследствие неточностей в составе и величине потенциальной энергии некоторых из учтенных рек; они были скорректированы.

** По Киргизской и Казахской ССР данные АН содержат лишь ту часть технического потенциала, которая выявлена по трем категориям проектной изученности.

Таблица III.4

Данные выработки энергии каскадов ГЭС по результатам подсчетов 1951 и 1961 гг.

Река	Выработка энергии каскада ГЭС, млн. *квт·ч*		Река	Выработка энергии каскада ГЭС, млн. *квт·ч*	
	1951 г.	1961 г.		1951 г.	1961 г.
Бия	5 260	5 500	Неман	1 880	2 158
Обь	29 665	51 090	Вилия	492	638
Иртыш	14 225	18 555	Сухона	1 343	1 561
Томь	5 905	6 230	Днепр	9 562	10 744
Енисей	94 567	158 470	Днестр	2 877	3 078
Ангара	61 000	71 446	Кодори	1 957	2 669
Волга	32 592	42 100	Воротан	974	1 609
Вятка	1 630	2 550	Тертер	9 562	10 230
Ока	1 665	1 760	Сулак	2 830	6 150
Вахш	11 100	34 635	Терек	2 289	5 600
Аму-Дарья	4 295	5 170	Селемджа	3 380	9 500
Чирчик	4 130	4 513			
Нарын	21 650	24 073			
Вента	23	154	Итого	324 853	479 306

ботки энергии проектируемыми каскадами гидростанций в результате увеличения установленных мощностей и улучшения схем использования.

Существенный интерес представляют данные о росте выработки энергии каскадов на одних и тех же реках в связи с уточнением схем использования, увеличением длины используемого участка и ростом установленных мощностей (табл. III.4).

Данные табл. III.4 иллюстрируют тенденцию к значительному росту выработки энергии и дают основание предполагать, что в последующем величина технического потенциала наших рек должна возрасти. Так, по проектам водноэнергетического использования шести рек — Оби, Енисея, Вахша, Волги, Ангары и Селемджи — выработка энергии возросла на 134,9 млрд. *квт·ч* или на 58%, а по всем 25 рекам — почти на 50%.

Значение технического потенциала Советского Союза с учетом малых рек составляет 2190 млрд. *квт·ч*.

Средний коэффициент возможного использования полного потенциала Советского Союза составит 0,64 без учета малых рек и 0,58— с их учетом.

Таблица III.5

Характеристика гидроэнергетических ресурсов по морским бассейнам

Бассейн моря, океана, озер	Площадь водосбора, тыс. *км²*	Учтенные потенциальные ресурсы, млрд. *квт·ч*	Технический потенциал, млрд. *квт·ч*	K_1	Удельный технический потенциал, тыс. *квт·ч/км²*
Черного и Азовского	1 200	194,3	96,7	0,50	81,0
Балтийского	1 000	29,8	19,2	0,65	19,2
Баренцова и Белого	1 200	85,1	56,6	0,67	47,1
Карского	6 100	877,0	637,4	0,75	104,5
Лаптевых	3 400	684,7	492,6	0,72	145,0
Восточно-Сибирского и Чукотского . . .	1 300	180,4	127,6	0,71	98,0
Берингова и Тихого океана	480	54,7	37,2	0,68	77,5
Охотского	2 590	313,4	196,5	0,63	75,8
Японского	130	16,3	10,0	0,61	77,0
Бессточных озер . .	2 000	623,9	282,0	0,46	141,0
Каспийского	2 900	279,5	149,5	0,53	51,6
Итого по СССР	22 300	3 338,0	2 105,8	0,64	94,4

Таблица III.6

Характеристика гидроэнергетических ресурсов по союзным республикам

Республика	Площадь, водосбора, тыс. *км²*	Учтенные потенциальные ресурсы, млрд. *квт·ч*	Технический потенциал, млрд. *квт·ч*	K_1	Удельный технический потенциал, тыс. *квт·ч/км²*
РСФСР	1 7075	2 395,1	1 670,0	0,70	97,8
Украинская	601	41,8	21,5	0,50	35,1
Белорусская	208	6,1	3,1	0,51	14,9
Узбекская	450	84,1	27,4	0,34	61,0
Казахская	2 715	162,9	61,9	0,44	22,8
Грузинская	70	135,7	67,9	0,50	970,0
Азербайджанская . . .	87	37,1	16,0	0,43	184,0
Литовская	65	4,5	2,8	0,62	43,0
Молдавская	34	1,9	1,2	0,63	35,3
Латвийская	64	6,3	4,0	0,63	62,6
Киргизская	198	135,5	72,9	0,54	367,0
Таджикская	143	285,6	143,6	0,51	1 000,0
Армянская	30	18,6	8,6	0,46	287,0
Туркменская	488	22,1	4,8	0,22	9,8
Эстонская	45	0,7	0,5	0,83	11,1
Итого по СССР		3338,0	2105,8	0,64	94,4

В таблицах III.5—III.7 * приведено распределение технического потенциала рек Советского Союза соответственно по морским бассейнам, республикам и экономическим районам (без учета малых рек). Данные этих таблиц показывают, что распределение технического потенциала рек (в соответствии с распределением полного потенциала) по территории СССР весьма неравномерно. Преобладающая его часть (более 80%) млрд. *квт·ч*

Таблица III.7

Характеристика гидроэнергетических ресурсов по основным экономическим районам

Экономический район	Площадь района, тыс. *км²*	Учтенные потенциальные гидроэнергоресурсы, млрд. *квт·ч*	Технический потенциал, млрд. *квт·ч*	K_1	Удельный технический потенциал, тыс. *квт·ч/км²*
Северо-Западный	1 663	98,8	54,9	0,53	32,7
Центральный	485	14,7	7,6	0,53	15,6
Волго-Вятский	263	15,0	8,9	0,60	33,7
Центрально-Черноземный	168	2,2	0,8	0,36	4,2
Поволжский	680	70,7	47,3	0,67	69,5
Северо-Кавказский	355	107,7	53,4	0,50	150,0
Уральский	2 116	84,3	56,3	0,67	26,8
Западно-Сибирский	992	144,0	92,9	0,64	94,0
Восточно-Сибирский	4 123	848,5	663,6	0,78	162,0
Дальневосточный	6 216	1 008,9	684,1	0,68	94,0
Донецко-Приднепровский	221	10,8	7,0	0,63	31,5
Юго-Западный	269	29,4	13,0	0,44	48,4
Южный	111	1,6	1,5	0,47	13,5
Прибалтийский	189	11,7	7,4	0,64	38,6
Закавказский	186	191,4	92,5	0,48	496,0
Среднеазиатский	1 279	527,3	248,7	0,48	195,0
Казахстанский	2 715	162,9	61,9	0,49	27,8
Белорусский	208	6,1	3,1	0,51	14,9
Молдавская ССР	34	1,9	1,2	0,63	35,3
Итого по СССР	22 274	3 338,0	2 106	0,64	94,4

Примечание к таблице III. 7

В 1966 г. экономическое районирование страны частично изменено: Тюменская область из Уральского района перенесена в Западно-Сибирский. В связи с этим территория и гидроэнергоресурсы указанных районов изменились следующим образом:

Показатели	По районированию, принятому в настоящей книге		По новому районированию	
	Уральский район	Западно-Сибирский район	Уральский район	Западно-Сибирский район
Территория, тыс. *км²*	2115,7	991,8	680,3	2427,2
Гидроэнергопотенциал речного стока:				
I. Валовой теоретический				
а) по крупным и средним рекам				
млн. *квт*	9,6	16,4	3,3	22,7
млрд. *квт·ч*	84,3	144,0	28,7	199,6
б) по малым рекам				
млн. *квт*	3,04	4,7	1,34	6,40
млрд. *квт·ч*	26,6	41,4	11,7	56,1
II. Технический, млрд. *квт·ч*	56,3	92,9	15,0	134,2
III. Экономический, млрд. *квт·ч*	40,0	46,0	9,0	77,0

Таблица III.8

Полный и технический (по проектным данным) потенциал крупных рек Советского Союза

Река	Бассейны морей и озер	Длина реки, *км*	Площадь бассейна, *км²*	Полный потенциал реки плюс потенциал подпертых участков притоков, млн. *квт·ч*	Технический потенциал, млрд. *квт·ч*
Енисей	Карского	3 844	2 498 200	190 758	158 470
Ангара	»	1 576	1 053 431	78 698	71 446
Волга	Каспийского	3 694	1 384 164	61 899	42 100
Обь	Карского	3 676	2 417 444	63 817	51 090
Вахш	Бессточных озер	353	39 080	48 900	34 635
Нарын	»	615	59 557	37 762	24 073
Катунь	Карского	650	60 002	31 422	15 000
Иртыш	»	3 513	1 090 689	24 595	18 555
Сыр-Дарья	Бессточных озер	2 139	282 900	18 230	3 258
Кура	Каспийского	625	182 990	11 638	5 401
Зея	Охотского	1 217	239 550	20 574	14 460
Томь	Карского	863	62 321	14 313	6 230
Днепр	Черного	2 285	503 380	14 988	10 744
Кама	Каспийского	2 099	518 646	12 081	8 000
Ингури	Черного	206	4 058	12 317	10 300
Селемджа	Охотского	635	69 784	12 913	9 500
Абакан	Карского	495	33 148	12 697	5 640

размещена в восточных районах страны, главным образом в Сибири, где сосредоточены огромнейшие запасы гидроэнергии Ангары, Енисея, Оби, Иртыша, Лены, Витима и других рек, природные условия которых позволяют сооружать мощные гидроэлектростанции, производящие исключительно дешевую электроэнергию.

Большие запасы гидроэнергии имеются также в горных районах Средней Азии, где (в частности, в Таджикской ССР) выявлена наибольшая насыщенность технического потенциала — 1000 тыс. *квт·ч/км²*.

Благоприятными показателями характеризуются и гидроэнергоресурсы районов Северного Кавказа, Закавказья и Северо-Запада страны, где благоприятные природные условия создают высокую эффективность использования гидроэнергоресурсов этих районов.

Высокой насыщенностью гидроэнергоресурсами отличается район Закавказья, особенно Грузия, где на 1 *км²* территории приходится 970 тыс. *квт·ч* технического потенциала при средней насыщенности по Закавказью 495 *квт·ч/км²*.

В районах Центра, Поволжья и Урала крупнейшее значение имеют гидроэнергетические ресурсы рек Волги и Камы.

В табл. III.8 приведено значение технического потенциала 17 крупнейших изученных рек Советского Союза.

Природные характеристики и гидроэнергетические ресурсы рек Советского Союза, по которым были использованы проектные материалы

СИ — схема использования; ТЭД-СИ — Технико-экономический доклад по схеме использования; П — проработки; СКИ — схема комплексного использования; СЭИ — схема энергетического использования; П. з. — Проектное задание; Т. п. — технический проект

Река	Куда впадает	Тип и число гидроузлов	Вид регулирования	Отношение длины использования участка к длине всей реки, %	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млн. *квт·ч*		Выработка энергии каскада ГЭС, млн. *квт·ч*	Коэффициенты		Исходные материалы
					всей реки с притоками	используемого участка с притоками		K_1 реки	K_2 используемого участка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ингури	Черное море	С 3 Д 4	С	91	12 317	12 080	10 300	0,84	0,85	СИ, 1960 г.
Мзымта	То же	П 3 Д 3	С	44	2 970	1 130	782	0,26	0,69	ТЭД-СИ р. Мзымты, 1949 г.
Белая	р. Кубань	П 1 Д 15	С	57	3 650	2 104	1 692	0,46	0,80	ТЭД-СИ р. Кубани, 1949 г.
Днепр	Черное море	П 14	С	93	14 988	14 751	10 744	0,72	0,73	ТЭД-СИ р. Днепра, 1952 г.
Днестр	То же	П 11	С	83	5 103	4 271	3 078	0,60	0,72	ТЭД-СИ р. Днестра, 1950 г.
Неман	Балтийское море	П 7	С	70	3 336	2 421	2 158	0,64	0,89	СИ р. Немана, 1960 г.
Вилия	р. Неман	П 8	С	65	1 352	962	638	0,47	0,66	ТЭД-СИ р. Вилии, 1947 г.
Вента	Балтийское море	П 3	С	38	359	159	154	0,43	0,97	СИ р. Венты, 1953 г.
Западная Двина	То же	С 2 П 5	С	77	6 757	5 959	4 579	0,68	0,77	СИ р. Зап. Двины, 1959 г.
Волхов	Ладожское озеро	П 1	С	88	666	636	450	0,67	0,76	СИ рек Невы, Свири, Вуоксы и Волхова, 1960 г.
Свирь	Ладожское озеро	П 2	М	72	1 639	1 576	1 112	0,67	0,70	То же

Продолжение

Река	Куда впадает	Тип и число гидроузлов	Вид регулирования	Отношение длины использования участка к длине всей реки, %	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млн. *квт·ч*		Выработка энергии каскада ГЭС, млн. *квт·ч*	Коэффициенты		Исходные материалы
					всей реки с притоками	используемого участка с притоками		K_1 реки	K_2 используемого участка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сухона	р. М. Северная Двина	П 2	С	99	1 841	1 841	1 561	0,85	0,85	СИ рек Сухоны и Малой Северной Двины, 1954 г.
Обь	Обская губа	П 10	М	93	63 817	61 730	51 090	0,80	0,83	СИ р. Оби, 1956 г.
Катунь	р. Обь	П 4	М	48	31 422	22 085	15 000	0,48	0,68	П. 1960 г.
Томь	То же	П 3	М	55	14 313	8 787	6 230	0,45	0,73	СИ р. Оби, 1956 г.
Бия	»	П 4	С	80	8 900	7 960	5 500	0,62	0,69	П. 1960 г.
Иртыш	»	П 16	М	98	24 595	24 595	18 555	0,75	0,77	СИ р. Оби, 1956 г.
Енисей	Карское море	П 18	С	96	190 758	188 032	158 470	0,83	0,84	СИ р. Енисея, 1957 г.
М. Енисей	р. Верхний Енисей	П 5	С	71	10 974	9 950	6 550	0,60	0,66	То же
Туба	р. Енисей	П 5	С	44	12 124	7 233	5 265	0,43	0,73	То же
Абакан	То же	Д 1 П 6	С	61	12 697	7 570	5 640	0,44	0,74	То же
Селенга	Оз. Байкал	П 6	М	72	9 671	7 225	6 464	0,67	0,89	СКИ р. Селенги, 1959 г.
Ангара	р. Енисей	П 6	М	100	78 698	78 698	71 446	0,91	0,91	СИ р. Ангары, 1953 г.
Шилка	р. Амур	П 1	С	37	2 718	1 161	860	0,32	0,74	СКИ верхнего течения р. Амура, 1959 г.
Зея	То же	П 11	М	93	20 574	18 816	14 460	0,70	0,77	СИ рек Зеи и Селемджи, 1957 г

Продолжение

Река	Куда впадает	Тип и число гидроузлов	Вид регулирования	Отношение длины использования участка к длине всей реки, %	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млн. *квт-ч*		Выработка энергии каскада ГЭС, млн. *квт-ч*	Коэффициенты		Исходные материалы
					всей реки с притоками	используемого участка с притоками		K_1 реки	K_2 используемого участка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Гилюй	р. Зея	П 2	М	74	3 126	2 797	1 940	0,62	0,70	СИ рек Зеи и Селемджи, 1957 г.
Селемджа	То же	П 13	М	85	12 913	11 629	9 500	0,74	0,82	То же
Или́	Оз. Балхаш	П 3	М	44	8 335	3 373	2 449	0,29	0,73	СИ р. Или́, 1952 г.
Сыр-Дарья	Аральское море	Д 3 П 3 С 1	С	18	18 230	6 850	3 258	0,18	0,48	СКИ р. Сыр-Дарьи, 1953 г.
Нарын	р. Сыр-Дарья	П 16	М	91	37 762	34 138	24 073	0,64	0,70	СИ р. Нарына, 1960 г.
Чаткал	р. Чирчик	Д 1 П 1	М	59	6 890	5 847	3 610	0,52	0,62	ТЭД-СЭИ р. Чаткала, 1958 г.
Вахш	р. Аму-Дарья	П 7 Д 2	С	50	48 900	37 590	34 635	0,71	0,92	Описание схемы р. Вахш, 1960 г.
Волга	Каспийское море	П 9	М	85	61 899	59 170	42 100	0,68	0,71	Единая высоковольтная система Европейской части СССР — 1957 г.
Кама	р. Волга	П 4	С	82	12 081	11 724	8 000	0,66	0,68	Схема объединения энергосистем Сибири и Европейской части СССР — 1959 г.
Уфа	р. Белая	П 11	С	88	3 100	2 955	2 193	0,71	0,74	СЭИ р. Уфы, 1946 г.; ТП Павловской ГЭС, 1950 г.
Юрюзань	р. Уфа	Д 2 П 4	С	32	1 272	752	208	0,16	0,28	СИ р. Юрюзани, 1944 г.
Вятка	р. Кама	П 5	С	73	4 124	3 924	2 550	0,62	0,65	ПЗ Нижне-Камской ГЭС на р. Каме, 1956 г.
Чусовая	То же	П 9	С	52	1 084	719	622	0,57	0,87	СИ р. Чусовой, 1940 г.
Сулак	Каспийское море	П С 17	С	54	11 315	9 130	6 150	0,54	0,67	СИ р. Сулака, 1960 г.

Окончание

Река	Куда впадает	Тип и число гидроузлов	Вид регулирования	Отношение длины использования участка к длине всей реки, %	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млн. *квт·ч*		Выработка энергии каскада ГЭС, млн. *квт·ч*	Коэффициенты		Исходные материалы
					всей реки с притоками	используемого участка с притоками		K_1 реки	K_2 используемого участка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Кура	То же	С 5 Д 3 П 4	С	33	11 638	6 888	5 401	0,46	0,79	СКИ р. Куры, СИ верхнего течения р. Куры, 1958 г.
Паровани	р. Кура	Д 2	С	45	1 010	820	540	0,53	0,66	ТЭД. 1946 г.
Храми	То же	П Д } 5		51	2 076	1 556	1 056	0,51	0,68	ТП Храм ГЭС на р. Храми 1955 г.
Дебед	р. Храми	С 10	С	100	2 551	2 551	1 490	0,58	0,58	СИ р. Дебед
Арпа	р. Аракс	С 1 Д 5		43	999		557	0,56		СИ р. Арпы, 1957 г.
Воротан	То же	Д 8			2 409	2 260	1 609	0,67	0,71	СИ, 1959 г.
Заманлу	р. Помбак				15,8		2,90	0,18		СЭИ малых рек Армянской ССР, 1949 г.
Чивинли	р. Эллар				15,8		1,84	0,12		То же
Караджоран	р. Разбан				18,4		2,64	0,14		»
Назара	р. Хана				27,2		5,95	0,22		»
Карахан	р. Джочас				33,2		5,90	0,18		»
Наль-Текет	р. Акстафа				24,5		3,00	0,12		»
Сумма					788 445					

Примечания. 1. В графе 4 типы гидроузлов обозначены: П — приплотинный, Д — деривационный, С — смешанный; цифрами показано количество гудроузлов данного типа.

2. В графе 5 буквой С обозначено сезонное регулирование, буквой М — многолетнее.

3. В графе 8 приведена потенциальная энергия рассматриваемых рек с учетом энергии подпираемых участков притоков и за вычетом потенциальной энергии низового участка в том случае, если он находится в подпоре от гидроузла на другой реке; например, для р. Ангары (№ 23), полная потенциальная энергия без учета подпора от Енисейской ГЭС составляет 93 881 млн. *квт·ч*.

4. В графе 9 приведена потенциальная энергия на используемом участке реки с учетом энергии подпираемых участков притоков

Глава четвертая

КАЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

В предыдущих главах были рассмотрены гидроэнергетические ресурсы с точки зрения их количественной характеристики. Однако она не является исчерпывающей и должна быть дополнена качественной характеристикой гидроэнергоресурсов, которая ввиду ряда технологических особенностей производства электроэнергии на базе использования гидроэнергоресурсов и колебаний располагаемых гидравлических мощностей имеет весьма важное значение.

Строго установленного определения, характеризующего качество гидроэнергоресурсов, нет. В зарубежной литературе и в официальных материалах Комитета по электроэнергии ООН понятие качества нередко сводится лишь к вопросам степени неравномерности водотока и за критерий качества принимается величина гарантированной по времени части потенциальных гидроэнергоресурсов. Такая оценка является далеко не полной, так как она не учитывает ряда других факторов, определяющих качество гидроэнергоресурсов; она характеризует лишь одну (правда, весьма существенную) сторону гидроэнергоресурсов, связанную с бытовым режимом реки, и могла бы привести к неправильным выводам. Так, если ограничиться только характеристикой естественного режима реки, то в соответствии с природными условиями СССР отдельные территории Сибири и Дальнего Востока, где меженный зимний сток невелик и, следовательно, гарантированный гидроэнергетический потенциал также мал, характеризовались бы как мало перспективные для гидроэнергостроительства. Однако в этих районах сосредоточены огромные массы высококачественной гидроэнергии, и именно они являются основной базой для развертывания гидроэнергостроительства в СССР.

Понятие качества гидроэнергоресурсов должно включать в себя более широкий круг критериев: всестороннюю оценку природных, эксплуатационных и технологических особенностей, а также экономическую оценку гидроэнергоресурсов.

Конечным выражением качества гидроэнергоресурсов в энергетическом отношении служит степень соответствия режима производства энергии и располагаемой мощности режиму ее потребления, а в экономическом отношении — уровень стоимостных показателей гидроэнергии, рассматриваемых в сопоставлении с аналогичными показателями других заменяемых источников энергии (в том числе и других гидроэнергоресурсов).

Характеристика качества гидроэнергоресурсов в этом понимании зависит от следующих факторов:

а) естественных особенностей водотока — водности, режима изменений по времени расхода воды и связанным с этим непостоянством гидроэнергоресурсов;

б) природных и технических возможностей их освоения и зарегулирования, возможностей смягчения естественной неравномерности речного стока путем преобразования его с помощью водохранилищ;

в) условий использования гидроэнергии в системе — района действия гидростанций, их связи с системами, характера графика нагрузки, структуры энергосистемы, функций, возлагаемых на гидростанцию;

г) строительных условий — топографических, геологических, производственных, транспортных и других.

ПРИРОДНЫЕ ФАКТОРЫ КАЧЕСТВА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Основным фактором, влияющим на качество гидроэнергоресурсов, следует считать характеристику водотока в естественных условиях.

ВОДНОСТЬ

Особенностью гидроэнергии является ее зависимость от водности района и водотока. Величина потенциальной и возможной к использованию гидроэнергии находится при прочих равных условиях в прямой зависимости от водности. От нее в значительной степени зависят также экономические показатели гидростанций. Водность характеризуется величиной среднегодового стока с 1 $км^2$.

Для всей территории СССР Государственным гидрологическим институтом составлены карты водности с изолиниями модуля стока. Для энергетических целей водность территории удобнее характеризовать количеством киловатт-часов, которые можно теоретически получить, используя весь сток с 1 $км^2$ на 1 $м$ падения.

Связь между энергетическим показателем водности (ЭПВ) ($квт \cdot ч/км^2/год$), модулем стока M ($л/сек/км^2$) и слоем стока v ($см/год$) выражается соотношением

$$ЭПВ\ квт \cdot ч/км^2/год = 85{,}9\,M\ л/сек/км^2 = 27{,}2v\ см/год.$$

Изменение энергетического показателя водности по территории СССР приведено на рис. IV.1, из которого видно, что водность территории Европейской части закономерно убывает в направлении с севера на юг, но с приближением к Кавказу она начинает интенсивно возрастать и достигает максимальных значений в западных районах Закавказья.

Более сложна картина водности восточных, азиатских районов страны. Как видно из карты, в западных районах Азиатской части имеет место закономерность, аналогичная Европейской части,— водность убывает в направлении с севера на юг, а затем резко возрастает и достигает своих максимальных значений в зоне южных горных хребтов — Памира, Алтая, Тянь-Шаня, Горного Алтая и других, экранирующих и собирающих приносимую из западных районов влагу.

Далее на восток характер распределения водности меняется — сравнительно малые показатели водности бассейнов рек моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря на юг и восток сменяются более высокими показателями водности. Еще далее на юг, ближе к государственной границе с Монгольской и Китайской народными республиками, где начинает сказываться влияние зоны пустынь и полупустынь Монголии и Северного Китая, показатели водности вновь снижаются.

Обобщая имеющиеся данные о показателе водности, можно составить классификацию, приведенную в табл. IV.1.

Таблица IV.1

Степень водности	Слой стока, *см/год*	Значение ЭПВ, *квт·ч/км²/год*	Географическое положение соответствующих районов
Малая	<10	<300	
Средняя	10—20	300—550	Центральные районы Европейской и Азиатской частей СССР, Северо-восточная Сибирь и Якутия
Вышесредняя	20—40	550—1100	Север и Дальний Восток
Большая	>40	>1100	Горные районы

НЕРАВНОМЕРНОСТЬ

Для оценки специфических особенностей гидроэнергии очень важное значение имеет и другая, отмеченная выше характеристика качества гидроэнергоресурсов — их неравномерность во времени, зависящая от изменчивости стока внутри года и из года в год.

Имеется ряд методов для характеристики внутригодовой неравномерности водного режима рек. Наиболее обоснованным и наглядным для характеристики природных качеств гидроэнергоресурсов является соотношение гарантированной части гидроэнергии к средней многолетней; гарантированной частью является обеспеченная в течение длительного времени в году потенциальная (теоретическая) гидроэнергия. Из этого определения следует, что показатель качества гидроэнергоресурсов

$$\frac{N_{\text{гар}}}{N_{\text{ср}}} = \frac{9{,}81 \times Q_{\text{гар}} \times H}{9{,}81 \times Q_{\text{ср}} \times H} = \frac{Q_{\text{гар}}}{Q_{\text{ср}}} = K$$

является простым отношением гарантированного расхода реки в любом створе к среднему многолетнему значению расхода. Такой показатель, поскольку оба значения расхода могут быть изображены в виде изолиний стока по территории, также картируется, что позволяет иметь достаточно ясное представление о распределении этой качественной характеристики по территории и дает возможность определять гарантированную потенциальную гидроэнергию путем введения коэффициента K в значение средней потенциальной энергии.

Важной, но сложной задачей является определение обеспеченности расхода, принимаемого за гарантированный.

Непосредственного подсчета гарантированных потенциальных гидроэнергоресурсов по территории СССР не производилось; таких подсчетов, насколько нам известно, нет и в других странах, и этот показатель качества был определен другим путем: из имеющихся данных об общих водных ресурсах, подсчет которых произведен для настоящей работы (гл. II), или с карты изолиний годового стока (гл. I) устанавливаются значения средних расходов воды, а с карты изолиний минимального стока (рис. IV.2 и IV.3) — соответствующие значения минимального расхода; отношение

$$\frac{Q_{\text{гар}}}{Q_{\text{ср}}} = K,$$

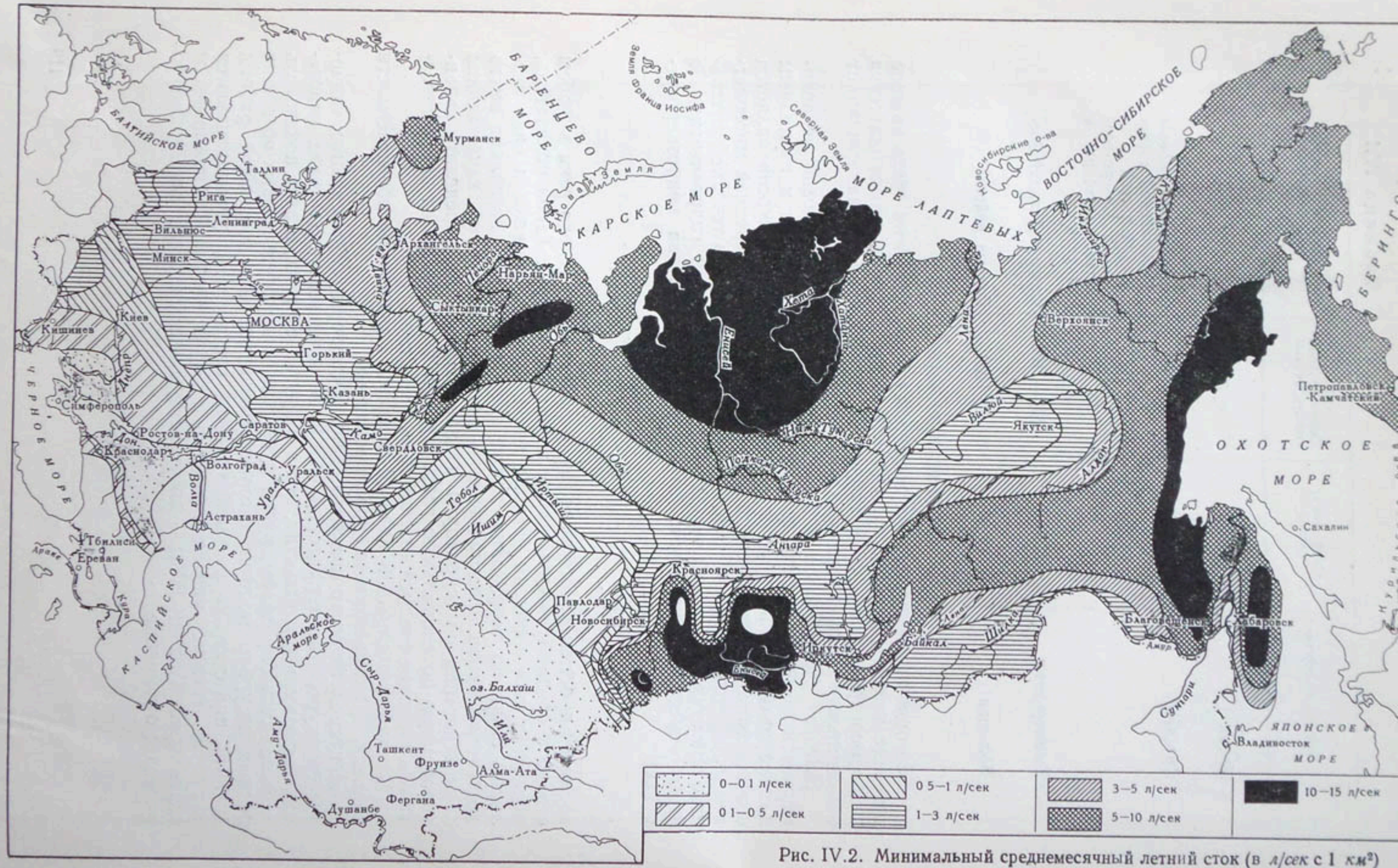


Рис. IV.2. Минимальный среднемесячный летний сток (в *л/сек* с 1 *км*²)

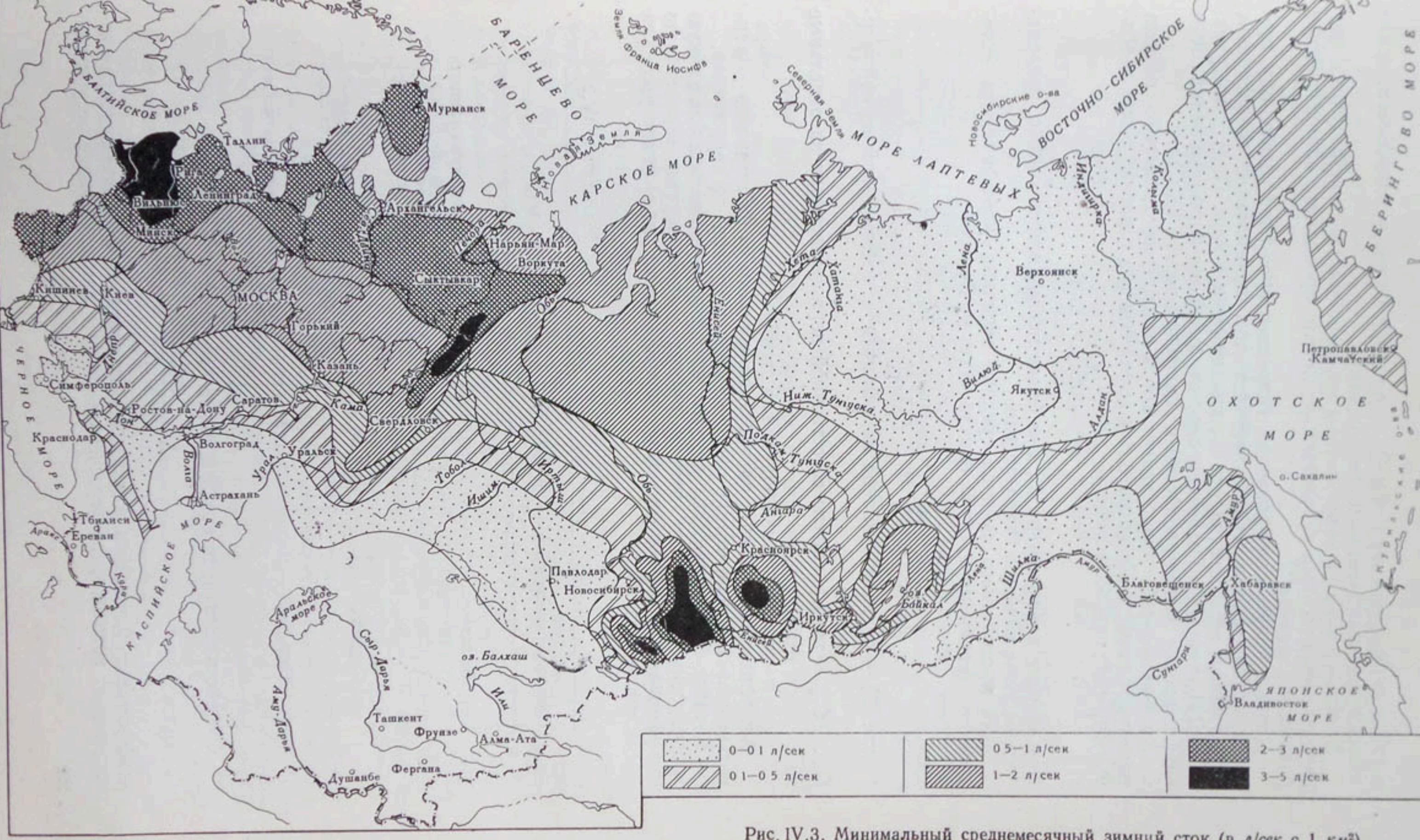


Рис. IV.3. Минимальный среднемесячный зимний сток (в *л/сек* с 1 *км*²)

где $Q_{гар} = Q_{мин}$, так же как и $Q_{ср}$, относится к центру водосброса, замыкаемому рассматриваемым створом реки.

По нанесенным на карту точкам коэффициента K, сообразуясь с физико-географическими условиями местности, проводятся плавные линии равных его значений.

Другим показателем качества гидроэнергоресурсов, нашедшим широкое применение в СССР, является так называемый коэффициент естественной неравномерности C_r, предложенный инж. П. М. Дмитриевским [11], который в Гидроэнергопроекте построил карты изолиний этого коэффициента для Европейской и Азиатской частей СССР.

Коэффициент C_r представляет собой отношение полезного объема водохранилища, необходимого для выравнивания годового стока, к объему среднего годового стока

$$C_r = \frac{v}{w}.$$

Чем больше коэффициент C_r, тем более неравномерен сток и, следовательно, ниже качество гидроэнергии.

Для многолетнего периода средняя величина коэффициента естественной неравномерности C_r определяется по формуле:

$$C_r^0 = \frac{C_{r_1} + C_{r_2} + \cdots C_{r_n}}{n},$$

где C_r^0 — средняя величина коэффициента естественной неравномерности;

$C_{r_1} \ldots C_{r_n}$ — коэффициенты естественной неравномерности за отдельные годы;

n — число лет наблюдений за стоком реки.

Коэффициент C_r также картируется и поэтому представляет значительный интерес при оценке качества гидроресурсов по территории.

В табл. IV.2 приведены данные, характеризующие приближенную группировку районов по степени внутригодовой неравномерности по коэффициенту C_r. Значение этого коэффициента для некоторых рек приведено в табл. IV.3.

Таблица IV.2

Степень неравномерности	Значение C_r	Районы
Малая	$< 0{,}3$	Реки Карело-Мурманской зоны, Балтийского склона и Карпат, а также зарегулированные реки других районов, например Ангара
Средняя	0,3—0,5	Реки Центра и Севера Европейской части СССР, бассейна Енисея и Дальнего Востока
Большая	$> 0{,}5$	Реки степей, полупустынь и Севера Восточной Сибири

Однако в отличие от коэффициента

$$K = \frac{Q_{2гар}}{Q_{ср}}$$

коэффициент C_r, являясь наглядным показателем неравномерности стока, не дает возможности пересчитать полные потенциальные ресурсы на

Таблица IV.3

Река	Пункт	K	C_r	C_v
Волга	Горький	0,22	0,36	0,25
Днепр	Лоцманская Каменка	0,36	0,33	0,25
Дон	Калач	0,24	0,50	0,33
Кама	Пермь	0,20	0,40	0,21
Днестр	Бендеры	0,41	0,19	0,24
Ока	Калуга	0,29	0,47	0,26
Вятка	Киров	0,24	0,43	0,23
Унжа	Макарьев	0,20	0,43	0,25
Хопер	Балашов	0,17	0,53	0,29
Енисей	Красноярск	0,16	0,40	0,13
Селенга	Ниже впадения р. Хилок	0,07	0,40	0,22
Ангара	Иркутск	0,63	0,12	0,17
»	Братск	0,42	0,14	0,14

потенциальные гарантированные ресурсы. Этот коэффициент может характеризовать часть годовой потенциальной энергии, ограниченной средним годовым расходом. Как показано А. Н. Вознесенским и В. А. Барановым [Л. 2], для получения этой части энергии может быть применено уравнение

$$N = 9{,}81\,(1 - C_r)\,Q \times H,$$

или, если речь идет о части энергии любого маловодного года, уравнение

$$N_p = 9{,}81\,(1 - C_{r_p})\,Q \times H,$$

где N_p — мощность, отвечающая среднему расходу реки в маловодный год заданной обеспеченности;

C_{r_p} — коэффициент естественной неравномерности маловодного года заданной обеспеченности.

Так как расчетный расход гидростанции обычно превышает средний многолетний расход реки, то количество выработанной энергии, полученное по приведенной выше формуле, необходимо увеличить в зависимости от расчетного расхода гидростанции и типа реки. Это увеличение выработки для водотоков, используемых в энергетических целях и характеризуемых значениями коэффициента C_r в пределах 0,10—0,50, обычно не превосходит 5—15% общего количества выработанной энергии, получаемого по приведенной выше формуле. Для горных рек и рек муссонного режима возможно двух- и многотактное наполнение водохранилища, вследствие чего в коэффициент C_r, входящий в формулу, необходимо вводить поправку. Так, для двух- и трехтактного наполнения рекомендуется поправка в размере соответственно 1,40 и 1,55.

Карта значений C_r (рис. IV.4) построена по относительно малому числу пунктов наблюдений (377 пунктов на всей территории СССР) и дает лишь общее представление о качественном распределении гидроресурсов по территории СССР; чтобы с помощью этого показателя могли быть оценены примерные гарантированные ресурсы гидроэнергии, карта должна быть построена по значительно большему числу пунктов. Построение подобной карты, вернее карты со значением $(1 - C_{r_p})$ — коэффициентом, позволяющим находить гарантированную часть энергии по готовым данным потенциальных полных гидроэнергоресурсов, связано с большим объемом вычислительных работ и в настоящее время не вызывается необходимостью. Это положение дополнительно подтвержда-

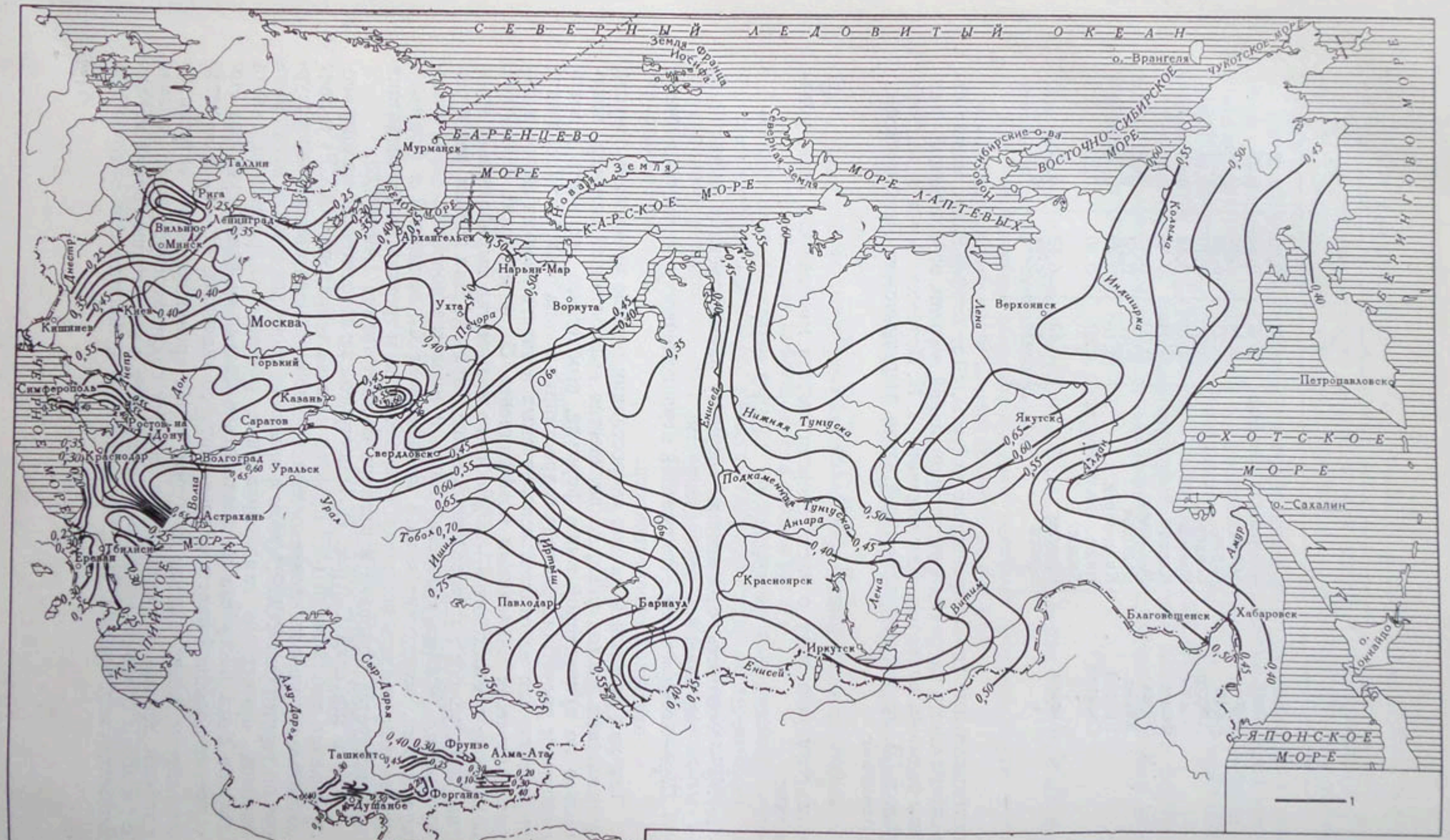


Рис. IV.4. Карта значений коэффициента неравномерности стока (C_r) (по П. М. Дмитриевскому)

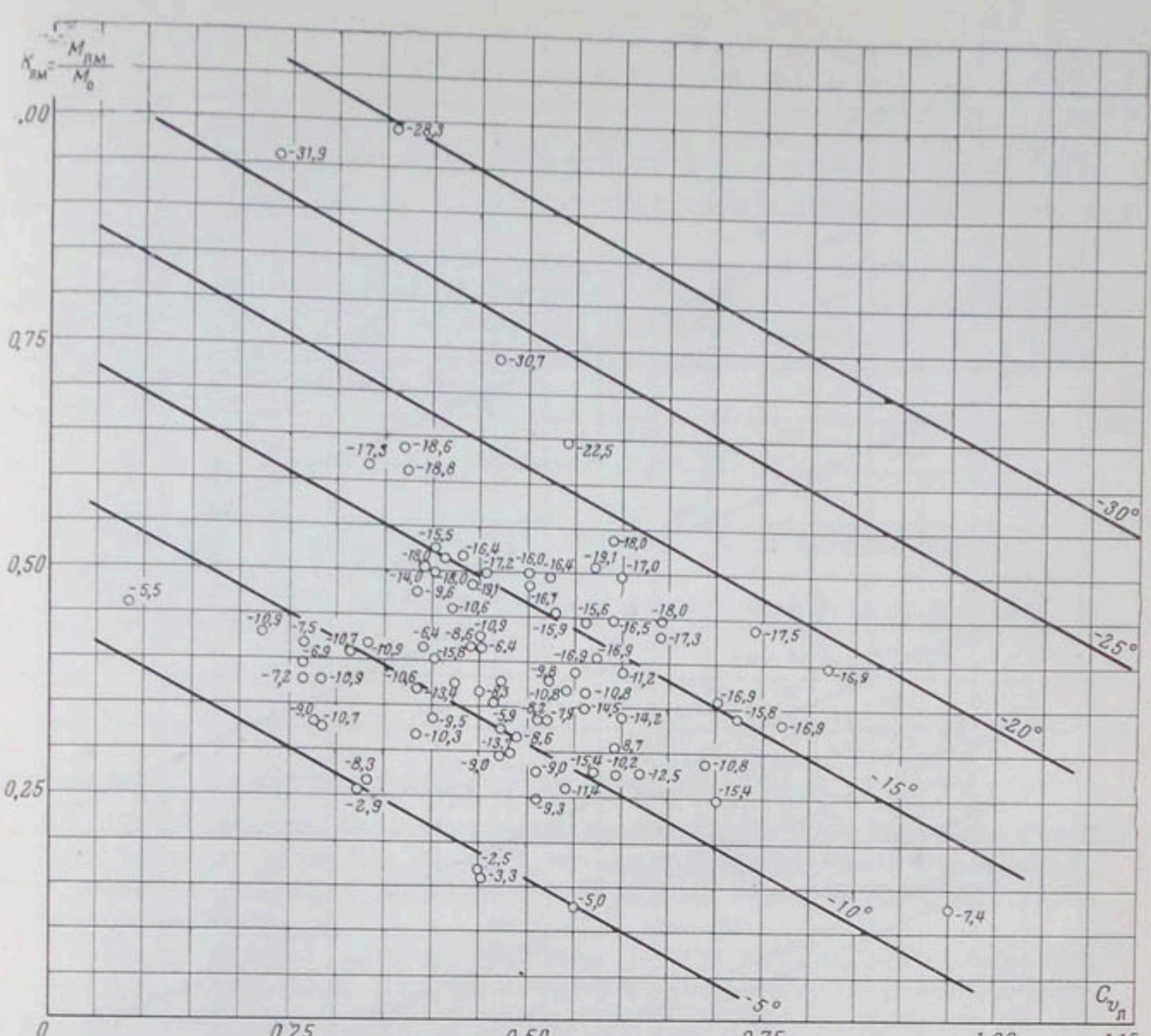


Рис. IV.5. Связь C_v и K среднемесячного летнего стока

ется тем, что оба рассматриваемых коэффициента — K и C_r — находятся в коррелятивной связи и, следовательно, при наличии материалов, позволяющих более просто построить карту коэффициента K, нет особой надобности в более тщательном исследовании коэффициента C_r для определения гарантированной части гидроэнергоресурсов СССР.

В качестве иллюстрации в табл. IV.3 приводятся значения коэффициентов K и C_r для ряда рек, бассейны которых расположены в различных физико-географических районах. В этой же таблице даны и значения коэффициента вариации C_v годового стока этих рек; этот коэффициент, как известно, характеризует неравномерность годового стока рек.

Как показал произведенный анализ, между указанными тремя коэффициентами существует коррелятивная связь, осложненная дополнительными факторами. Так, в частности, если говорить о связи между K и C_v, то, как видно из рис. IV.5 и IV.6, она может быть представлена системой прямых линий, каждая из которых соответствует определенной среднемесячной температуре воздуха самого холодного месяца.

Наличие такой связи подтверждено обширным фактическим материалом по рекам различных областей СССР. При этом необходимо учесть, что, поскольку гарантированная часть стока на реках СССР может наблюдаться и зимой и летом, связи K и C_v приводятся для зимних и летних условий.

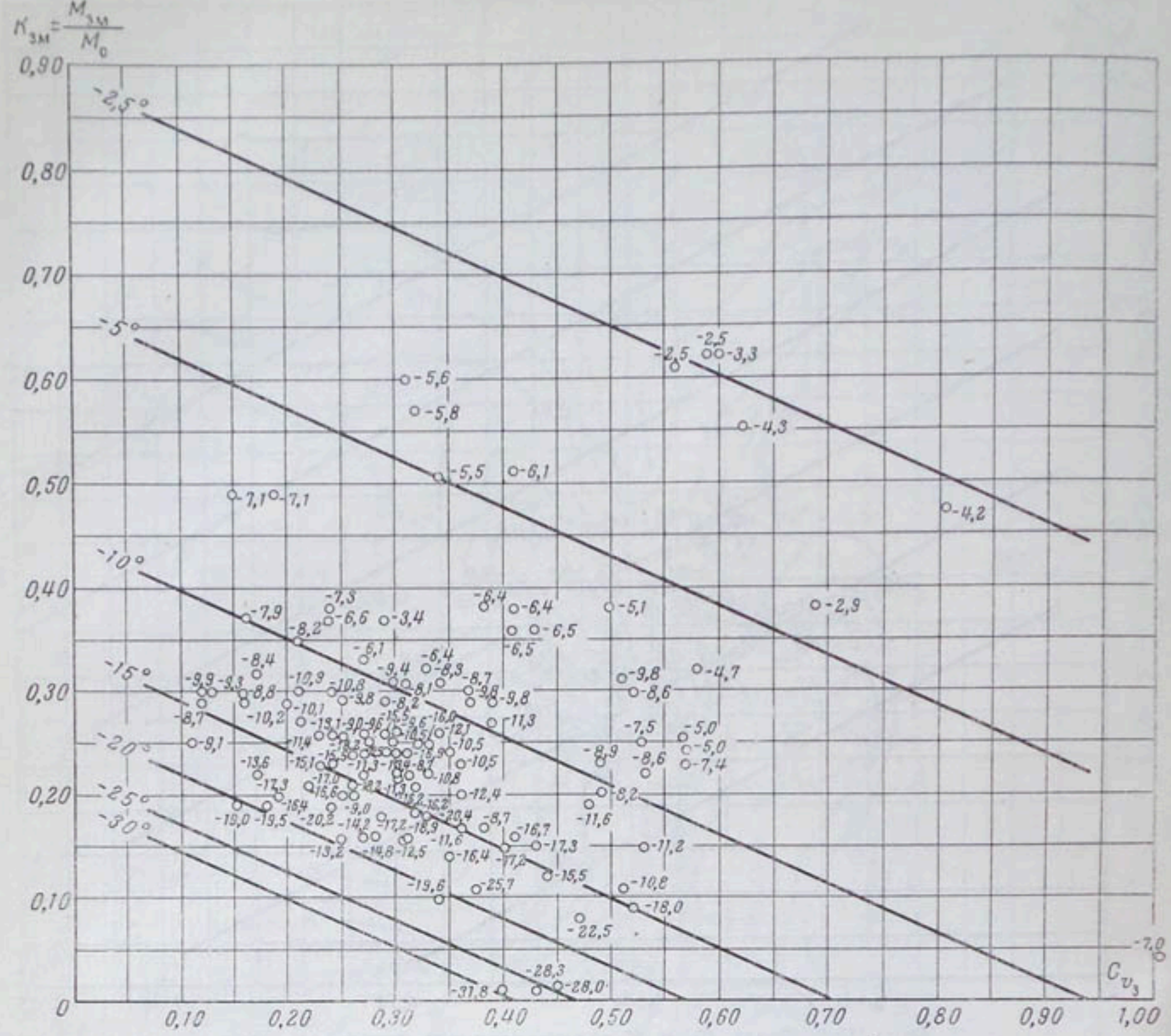


Рис. IV.6. Связь C_v и K среднемесячного зимнего стока

КАРТА ИЗОЛИНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА K

Поскольку гарантированная часть потенциальных гидроэнергоресурсов определяется гарантированным (минимальным) расходом воды, то, естественно, возникает вопрос, что же необходимо принимать за гарантированный расход применительно к данной задаче.

По энергетическим соображениям, расход, принимаемый за гарантированный, должен по степени обеспеченности соответствовать нормативам, принимаемым для гидроэнергетических расчетов; для гидроэлектростанций обычно устанавливается обеспеченность в пределах 90—95%, а в отдельных случаях — 97—99%. Следовательно, примерно этой величине должен соответствовать и гарантированный расход в рассматриваемом случае. Кроме того, при установлении величины гарантированного расхода следует учитывать также и гидрологические факторы. Представляется, что под гарантированным расходом не следует понимать расход очень малой длительности, например за сутки, так как эта величина зачастую может зависеть от случайных причин, например от закупорки русла реки льдом, обвалов и т. п. Кроме того,

условий работы гидроэлектростанций, так как они почти всегда работают в энергосистеме и есть возможность в той или иной степени регулировать речной сток. Поэтому, исходя из совокупности соображений (немаловажное значение имеет наибольшая достоверность материала), в качестве гарантированного расхода был принят средний месячный минимальный расход.

Учитывая, что и эта величина подвержена существенным колебаниям из года в год (например, коэффициент изменчивости среднемесячного минимального расхода для зимних и летних условий по территории СССР меняется от 0,1 до 0,9), целесообразно остановиться на среднем многолетнем ее значении, т. е.

$$\overline{Q}_{\text{ср. мин}} = \frac{\Sigma Q_i}{n},$$

где $\overline{Q}_{\text{ср.мин}}$ — среднемноголетний месячный минимальный расход; n — длительность ряда наблюдений.

Таким образом, значение рекомендуемого коэффициента K определится отношением

$$\frac{\overline{Q}_{\text{ср. мин}}}{\overline{Q}_{\text{ср. год}}} = K,$$

где $\overline{Q}_{\text{ср. год}}$ — среднемноголетний расход воды.

Обеспеченность полученного таким способом среднемесячного расхода составляет примерно 90—95%, что является достаточно жестким критерием и находится в пределах принимаемых для энергетических расчетов нормативов.

Для получения значений величины K были использованы карты изолиний минимального стока [5] и карты изолиний годового стока, составленные Государственным гидрологическим институтом (см. гл. II).

Принятие в качестве гарантированной величины среднего многолетнего месячного минимального расхода представляется достаточно оправданным для характеристики гидроэнергоресурсов, поскольку эта величина, так же как и величина среднего многолетнего расхода, наиболее подходит к понятию энергетического потенциала.

Другое представление о гарантированном расходе, а следовательно, и гарантированном потенциале, было бы связано не только с трудностью и сложностью определения гарантированного расхода определенной заданной обеспеченности, но и с неопределенностью его исчисления, так как на разных частях больших территорий всегда возможна асинхронность в ходе речного стока.

Если бы все же встал вопрос о необходимости наряду с исчислением гарантированного потенциала по среднемесячным значениям минимального расхода определить его по среднесуточным минимальным расходам, то такой пересчет можно было бы произвести, используя зависимости, разработанные в институте ВОДГЕО.

По этим зависимостям, связывающим $K_{\text{ср. мес.}}$ и $K_{\text{ср. сут.}}$ (рис. IV. 7 и IV. 8), при знании средней температуры самого холодного месяца года (обычно январь или февраль) по известным $K_{\text{ср. мес.}}$ можно было бы установить значения $K_{\text{ср. сут.}}$, а по ним найти гарантированный энергетический потенциал для среднесуточного минимального значения расхода.

Имея карту изолиний K и данные о полном (теоретическом) энергетическом потенциале гидроресурсов по отдельным областям, административным и экономическим районам, союзным республикам и по СССР в целом, можно, очевидно, получить также данные и о гаранти-

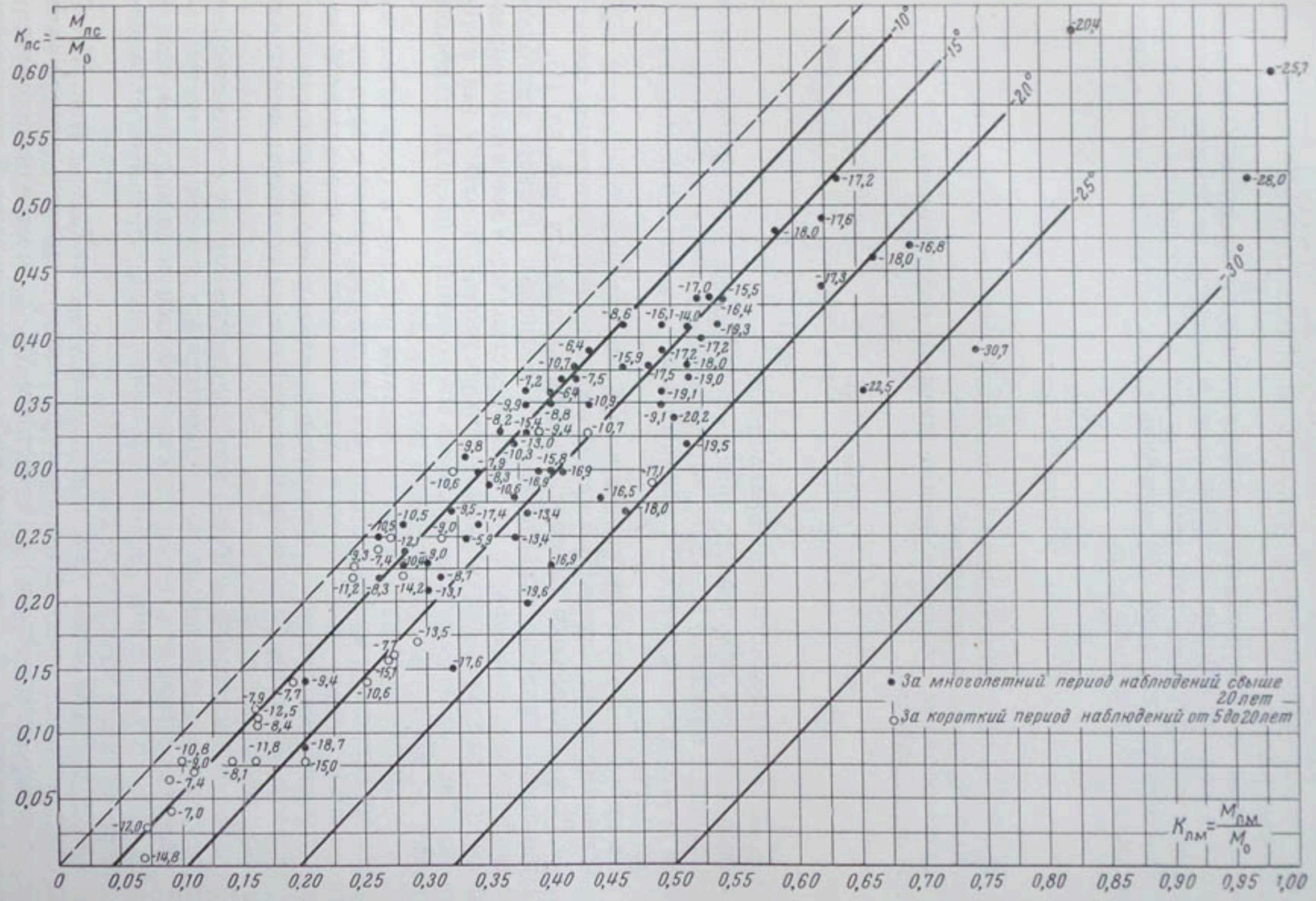


Рис. IV.7. Связь K среднемесячного и K среднесуточного минимального летнего стока

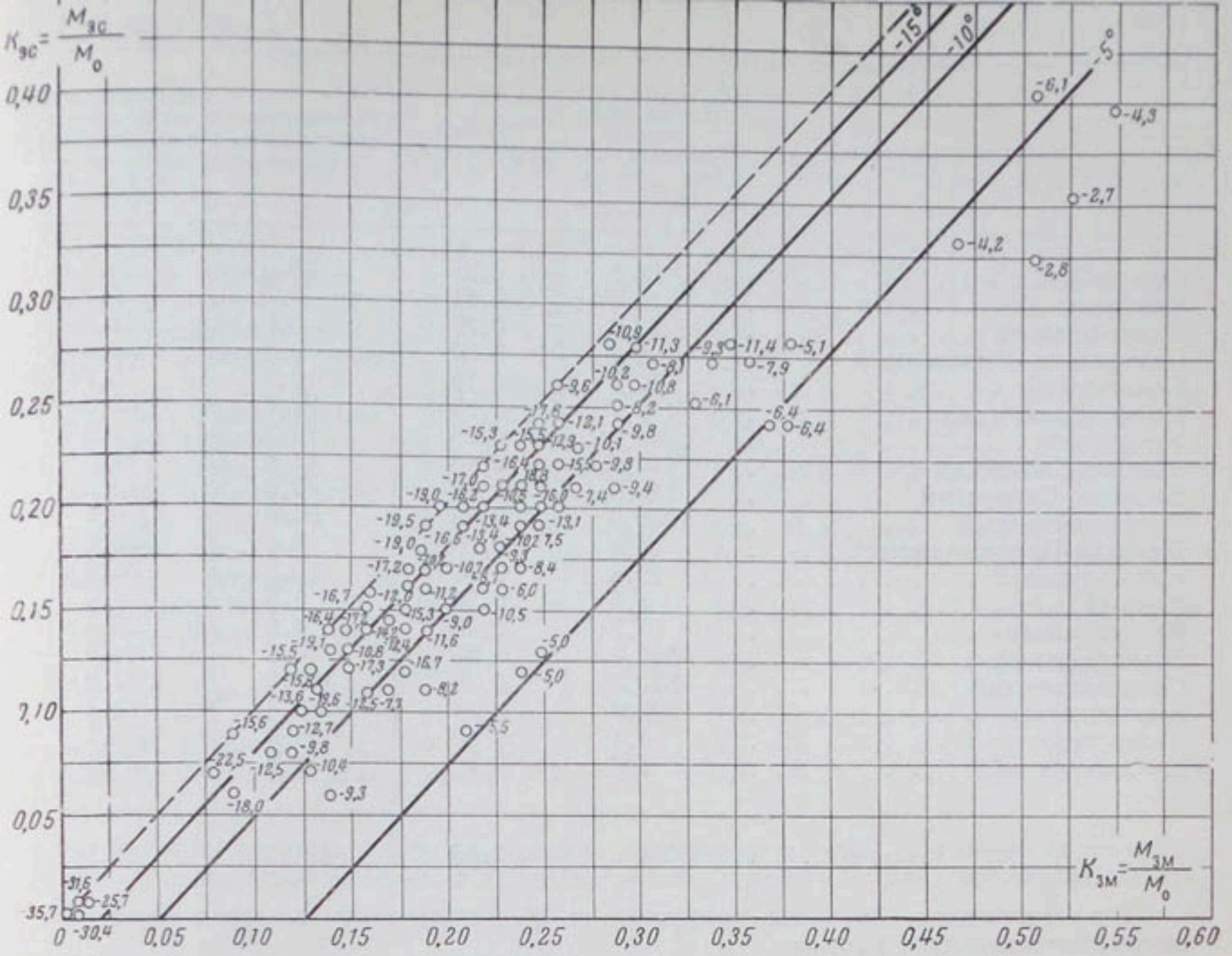


Рис. IV.8. Связь K среднемесячного и K среднесуточного минимального зимнего стока

рованном гидроэнергетическом потенциале, которые вследствие ряда условностей необходимо считать ориентировочными.

В целях исчисления гарантированного потенциала карта территории СССР, на которой нанесены изолинии значений K, была разделена на экономические районы в соответствии с делением, принятым Госпланом СССР. Далее, для этих районов были путем планиметрирования найдены средние значения коэффициентов K; для получения гарантированного потенциала на эти коэффициенты были умножены величины общего (теоретического) гидроэнергетического потенциала. Произведение этих двух величин даст искомое значение гарантированного потенциала (табл. IV. 4). По данным этой таблицы можно установить, что общий гарантированный гидроэнергетический потенциал в естественных условиях по Советскому Союзу составляет примерно 490 млрд. *квт·ч*. Следовательно, этот потенциал составляет 15% полных теоретических гидроэнергоресурсов.

Обращают на себя внимание значительные колебания коэффициента K по территории Союза — от 0,05 для восточных районов страны до 0,40 для Запада и Молдавии. Для районов Сибири и Дальнего Востока малое значение этого коэффициента определяется резким снижением зимних расходов. Так как в этих районах сосредоточены основные запасы гидроэнергии и полный гидроэнергетический потенциал этих районов определен в 2000 млрд. *квт·ч* (60% общесоюзного), они оказывают большое влияние на среднюю величину коэффициента K по СССР в целом. Удельный вес этих районов по естественному гарантированному потенциалу равен 20% общесоюзного, т. е. в 3 раза меньше чем удельный вес по полному гидроэнергетическому потенциалу. Следует сразу

Таблица IV.4

Экономический район	Полный теоретический потенциал, млрд. *квт·ч*	Средний коэффициент *K*	Гарантированный потенциал, млрд. *квт·ч*	Насыщенность гарантированного потенциала, тыс. *квт·ч/км²*
Северо-Западный	98,9	0,26	25,0	15,3
Центральный	14,7	0,21	3,0	6,2
Волго-Вятский	15,0	0,20	3,0	11,4
Центрально-Черноземный	2,2	0,32	0,8	4,8
Поволжский	70,7	0,15	10,7	15,7
Северо-Кавказский	107,7	0,20	21,6	62,0
Уральский	84,3	0,18	15,3	7,2
Западно-Сибирский	144,0	0,10	14,4	14,5
Восточно-Сибирский	848,5	0,05	42,4	10,3
Дальневосточный	1008,9	0,05	50,6	8,1
Донецко-Приднепровский	10,8	0,20	2,1	10,6
Юго-Западный	29,4	0,35	10,3	35,2
Южный	1,6	0,35	0,6	5,4
Прибалтийский	11,7	0,40	4,6	26,4
Закавказский	191,4	0,35	66,8	354,0
Среднеазиатский	527,3	0,35	182,0	147,0
Казахстанский	162,9	0,25	35,4	12,8
Белорусская ССР	6,1	0,32	1,9	9,1
Молдавская ССР	1,9	0,40	0,8	23,5
Итого	3338	0,15	491,3	22,0

Примечание. Значения коэффициента *K* установлены по среднемесячным зимним минимальным расходам.

Относительно невысокое значение *K* для Северо-Западного экономического района объясняется тем, что наряду с реками Карелии и Мурманского полуострова, обладающими высокими коэффициентами *K*, большую часть территории района составляют реки бассейнов Сев. Двины и Печоры, для которых значение *K* не превосходит 0,1—0,2.

Для Молдавской ССР величины *K* получились несколько повышенными вследствие частых оттепелей в зимнее время, повышающих среднемесячные минимальные зимние расходы.

же оговорить, что низкое значение естественного гарантированного гидроэнергопотенциала в этих районах полностью компенсируется прекрасными условиями для регулирования стока.

Средний удельный гарантированный потенциал для всего Советского Союза составляет 22 тыс. *квт·ч/км²*; максимальное его значение (354 тыс. *квт·ч/км²*) отмечается в Закавказье, на втором месте — Средняя Азия (147 тыс. *квт·ч/км²*), а минимальное (4,2 тыс. *квт·ч/км²*) — в Центрально-Черноземном экономическом районе. Следует оговориться, что этот показатель удельной насыщенности для некоторых районов мало характерен, поскольку в состав их водосборной площади входят большие по величине бессточные территории. К числу таких районов относятся Среднеазиатский и Казахстанский, где бóльшая часть площади бессточная и практически не имеет гидроэнергоресурсов.

По изложенному приему, используя карту изолиний коэффициента C_r, можно установить и примерный гарантированный потенциал, ограниченный использованием стока реки от минимального расхода до среднего годового его значения.

Одним из интересных показателей, характеризующих степень естественной неравномерности водотока, могло бы служить отношение максимального среднесуточного расхода к минимальному. Однако оно может быть искажено влиянием случайных отклонений. Поэтому для ха-

Таблица IV.5

Среднемесячные расходы воды в долях от среднегодовых. Среднегодовой расход воды принят за единицу

Район или бассейн	Январь	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Сентябрь	Ноябрь	Декабрь
Северный край	0,25	0,2	0,7	4,2	2,0	1,0	0,6	1,0	0,35
Кольский полуостров .	0,25	0,2	0,4	2,4	3,6	1,2	0,8	0,7	0,4
Карело-Финская АССР .	0,35	0,3	0,7	3,6	1,4	1,0	0,7	1,2	0,5
Ленинградская область .	0,3	1,0	4,2	1,8	0,6	0,5	0,6	1,1	0,4
Бассейн Западной Двины	0,3	1,1	4,2	1,8	0,6	0,5	0,6	1,0	0,4
Бассейн Верхней Волги	0,3	1,0	4,2	2,0	0,6	0,5	0,5	1,0	0,4
Бассейн Верхнего Днепра (без Припяти) . .	0,35	1,2	4,2	1,8	0,6	0,5	0.5	1,0	0,4
Бассейн Припяти и Немана	0,50	1,6	3,5	1,2	0,8	0,6	0,4	1,1	0,6
Бассейн Оки	0,30	1,0	5,4	1,8	0,6	0,5	0,35	0,6	0,4
Бассейн Верхнего и Среднего Дона . . .	0,30	1.8	5,4	1,8	0,5	0,35	0,30	0,40	0,30
Бассейн Северного Донца	0,40	3,0	4,8	1,0	0,50	0,35	0,25	0,35	0,40
Бассейн Нижнего Днепра	0,35	2,4	4,8	1,1	0,60	0,50	0,25	0,35	0,50
Бассейн Южного Буга .	0,35	4,2	3,6	0,7	0,50	0,35	0,20	0,35	0,40
Бассейн Нижнего Дона	0,35	4,2	4,8	0,6	0,25	0,25	0,10	0,35	0,40

Примечание. Цифры в таблице представляют собой отношение среднемесячного расхода воды за каждый месяц к среднему расходу за год, принятому за единицу.

рактеристики этого показателя внутригодовой неравномерности приведена заимствованная из работы проф. Д. Л. Соколовского таблица (IV. 5), содержащая отношения среднемесячных расходов воды (по месяцам) к среднегодовому, принятому за единицу. Эта таблица дает также характеристику распределения годового стока по месяцам.

Из данных таблицы следует, что: а) наименьшими внутригодовыми колебаниями характеризуются районы с высокой озерностью (Кольский полуостров и Карелия) и наибольшими — бассейна рек Оки и Верхнего и Среднего Дона; б) в наступлении на реках того или другого района наибольших и наименьших среднемесячных расходов имеются закономерные различия, вытекающие из различий в типах рек, преобладающих в этих районах. Так, например, на севере Европейской части — на Кольском полуострове и в Карелии — наибольшие среднемесячные расходы наблюдаются в мае и июне, в бассейнах рек средней полосы — в апреле, в районах Южного Буга и Нижнего Дона — в марте. Относительно высокие (равные среднегодовым) значения среднемесячных расходов достигаются на реках районов Северо-Запада и Запада в период осенней межени.

Значительный интерес представляют и другие природные показатели качества гидроэнергии, к числу которых следует отнести предложенные И. А. Терманом модули мощности и энергии.

МОДУЛЬ МОЩНОСТИ

Качественной характеристикой гидроэнергоресурсов, отражающей влияние неравномерности стока на промышленную ценность гидроэнергии, является минимальная мощность гидроэлектростанций, или минимальный расход водотока.

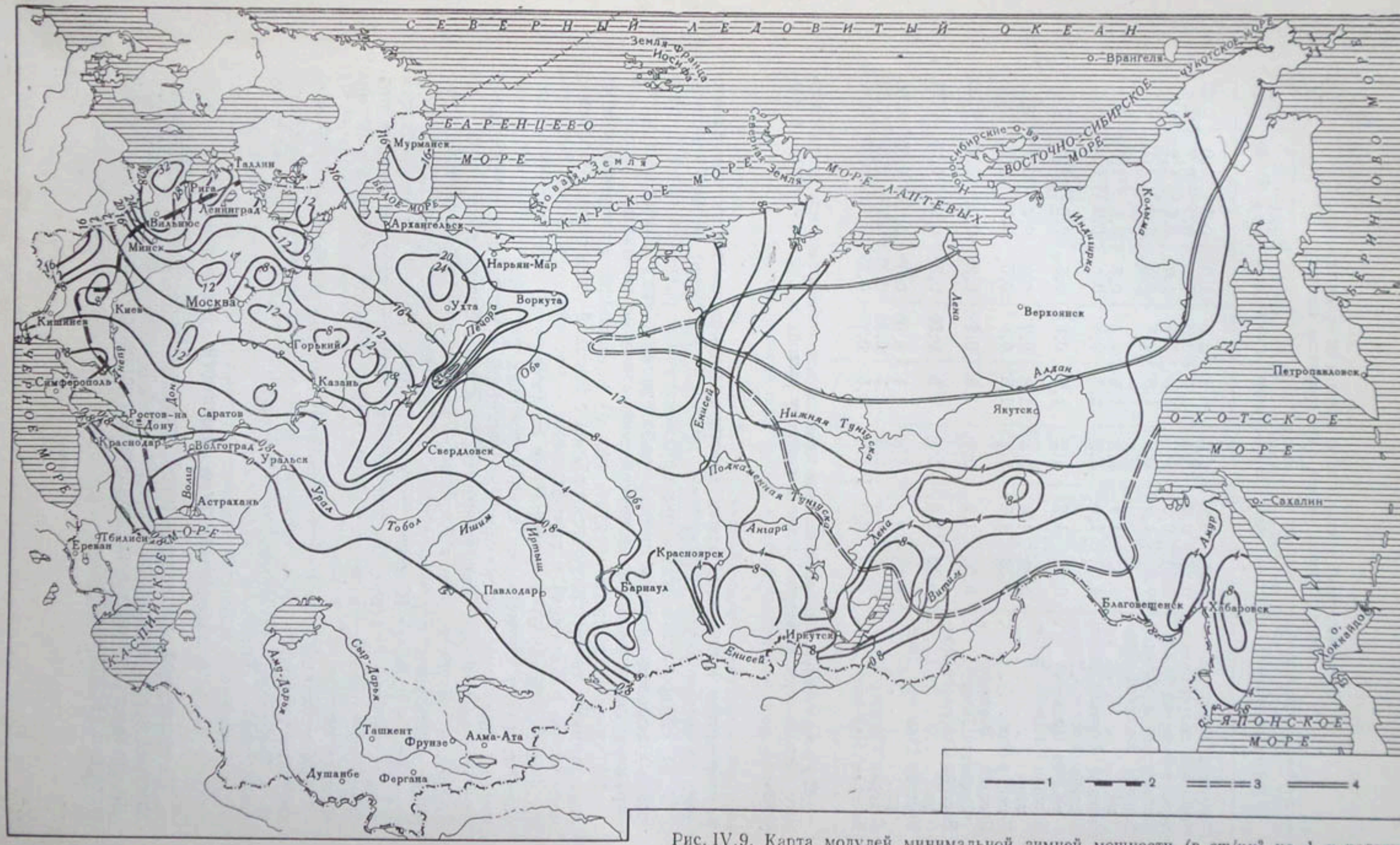


Рис. IV.9. Карта модулей минимальной зимней мощности (в *вт/км²* на 1 *м* падени

1 — изолинии модулей минимальной зимней мощности; *2* — граница, к западу от которой минимум наступает летом, а к востоку—зимой; *3* — граница преобладающей вечной мерзлоты; *4* — граница сплошной мерзлоты.

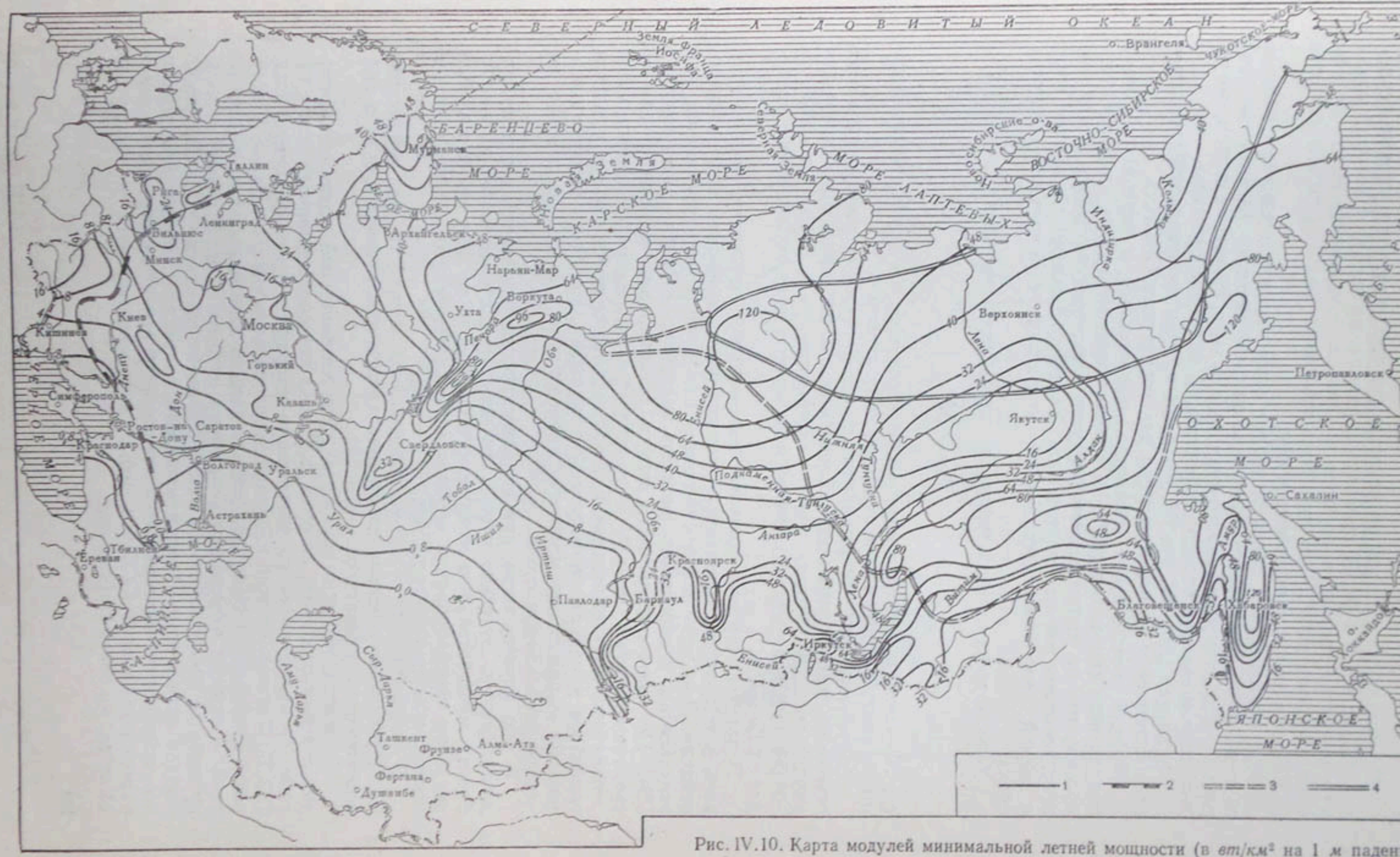


Рис. IV.10. Карта модулей минимальной летней мощности (в *вт/км²* на 1 *м* паден

1 — изолиния модулей минимальной летней мощности; *2* — граница, к западу от которой минимум наступает летом, а к востоку — зимой; *3* — граница преобладающей вечн мерзлоты; *4* — граница сплошной мерзлоты.

Минимальные расходы на реках могут наблюдаться в разные периоды. На рис. IV. 9 и IV. 10 приведена граница, на запад от которой минимум наступает летом, а на восток — зимой. Как видно, для всех рек Азиатской части СССР и для большей части рек Европейской части СССР характерны зимние минимумы.

Для практических целей наиболее существенное значение в общем случае имеют минимальные расходы зимнего периода (декабрь — февраль) — самого напряженного периода для энергетических систем, когда снижение мощности гидроэлектростанций наиболее ощутимо.

На картах (рис. IV. 9 и IV. 10) даны модули минимальной среднемесячной зимней и летней мощности для территории СССР.

Модуль минимальной мощности, выраженный в ваттах с одного квадратного километра ($вт/км^2$), соответствует мощности, которую можно получить от минимального (зимнего или летнего) стока с 1 $км^2$ при использовании его на падении 1 $м$. Карты составлены на основе карт изолиний среднемесячных зимних и летних минимальных модулей стока.

Модуль минимальной мощности определяется по формуле

$$M_N = 8M,$$

где M — модуль минимального стока, $л/сек \cdot км^2$; 8 — коэффициент мощности, учитывающий также потери стока и напора.

Карты изолиний минимального стока, а также составленные на их основе карты изолиний модулей минимальной мощности применимы для характеристики средних рек с площадями водосборов от 5000 до 100 000 $км^2$; величина возможной ошибки при этом колеблется в пределах ± 12—14%.

Пользуясь картами модулей минимальной мощности, можно оценить приближенно ожидаемую минимальную мощность гидроэлектростанции. Для этого достаточно знать напор гидроэлектростанции, или задаться им, и определить площадь водосбора до места расположения ГЭС. По карте определяется модуль минимальной мощности или ее средневзвешенный модуль, если водосбор пересекается несколькими изолиниями модулей мощности. Произведение величин напора, площади водосбора и модуля минимальной мощности определяет величину возможной минимальной мощности гидроэлектростанции при работе на незарегулированном стоке.

В том случае, когда при гидроэлектростанции имеется водохранилище, следует отдельно учесть его регулирующее влияние: надо прибавить дополнительную мощность, получаемую за счет сработки. Для введения такой поправки необходимо знать полезный объем водохранилища и период его сработки.

В распределении модулей минимальной мощности на территории СССР выявляется определенная зональность, характерная для всех гидрологических показателей.

На картах летних и зимних модулей минимальной мощности проходит нулевая изолиния, которая довольно четко ограничивает зону пустынь и полупустынь по естественно-географическому районированию СССР. К северу от этой изолинии значение модулей минимальной мощности повышается. Величина модуля зимней минимальной мощности на реках с зимним минимумом колеблется от 0 на границе степей и полупустынь до 20—24 $вт/км^2$ на севере Европейской части СССР. Величина модуля летней минимальной мощности на реках с летним минимумом достигает своего минимального значения 0,8 $вт/км^2$ на юге и юго-западе Европейской части СССР и постепенно увеличивается к северу до 24 $вт/км^2$ на реках Прибалтики.

Другой качественной характеристикой гидроэнергоресурсов, отражающей влияние различных факторов на выработку гидроэнергии, является модуль энергии. Он показывает количество энергии в киловатт-часах, которую можно получить на ГЭС при использовании стока с 1 $км^2$ без регулирования при напоре 1 $м$. Для определения данного показателя за расчетный расход принимается расход 25%-ной обеспеченности (рис. IV. 11).

Модули энергии вычислены по кривым продолжительности среднесуточных расходов воды по формуле

$$M = \frac{1}{450}\int_0^{Q_p} T\,dQ,$$

где

$$\frac{1}{450} = \frac{8760CH}{31{,}5\cdot 10^6}.$$

Здесь H — напор, равный 1 $м$;
C — коэффициент мощности, равный 8;
Q — среднесуточный переменный расход в пределах от 0 до расчетного, в данном случае — расход 25%-ной обеспеченности;
M — модуль энергии, $квт\cdot ч/км^2$;
$Q_р$ — расчетный расход, $м^3/сек$;
T — обеспеченность расчетных расходов.

Для характеристики изменений модуля энергии на территории Советского Союза в 1951 г. была составлена карта на основе работ В. А. Урываева и Д. Л. Соколовского [3—5].

За прошедший с 1951 г. период появился ряд работ по территориальному обобщению и типизации рек на базе кривой продолжительности суточных расходов — работы К. П. Воскресенского [6], П. С. Кузина [7], П. М. Лившица [8], Г. Н. Хмаладзе [9], Ш. А. Шахбазян [10]. Анализ этих материалов подтвердил карту модулей энергии, составленную в 1951 г.

Карта модулей энергии дает представление о размерах возможного использования гидроэнергоресурсов с учетом величины водности, степени неравномерности стока и неизбежных потерь энергии при ее использовании. Для получения выработки ГЭС, работающей на незарегулированном стоке, надо найти произведение величин модуля энергии, напора ГЭС и площади бассейна реки до створа ГЭС. Так как в настоящее время основное значение приобретают гидростанции с той или иной степенью регулирования стока, то представляет интерес определение для них по этой карте возможной выработки энергии. В этих случаях влияние регулирующего водохранилища учитывается с помощью приведенных на карте коэффициентов α возможного использования стока при расчетном расходе ГЭС α, равном расходу 25%-ной обеспеченности, выраженных в долях от среднемноголетнего стока. Регулированию подлежит остающаяся неиспользованная часть стока, равная $1 - \alpha$ долей от среднемноголетнего.

Определить регулирующее влияние водохранилища на выработку ГЭС, или найти выработку при полном использовании стока (т. е. при $\alpha = 1$), можно путем деления на коэффициент α выработки, полученной при работе на незарегулированном стоке.

Прилагаемая карта (рис. IV. 1) дает представление о распределении модулей энергии по территории СССР. Модуль энергии колеблется в пределах от 0 до 4000 $квт\cdot ч/км^2$. Наибольший модуль энергии на Кавказе, высокими значениями модуля характеризуются Алтай, Тянь-Шань

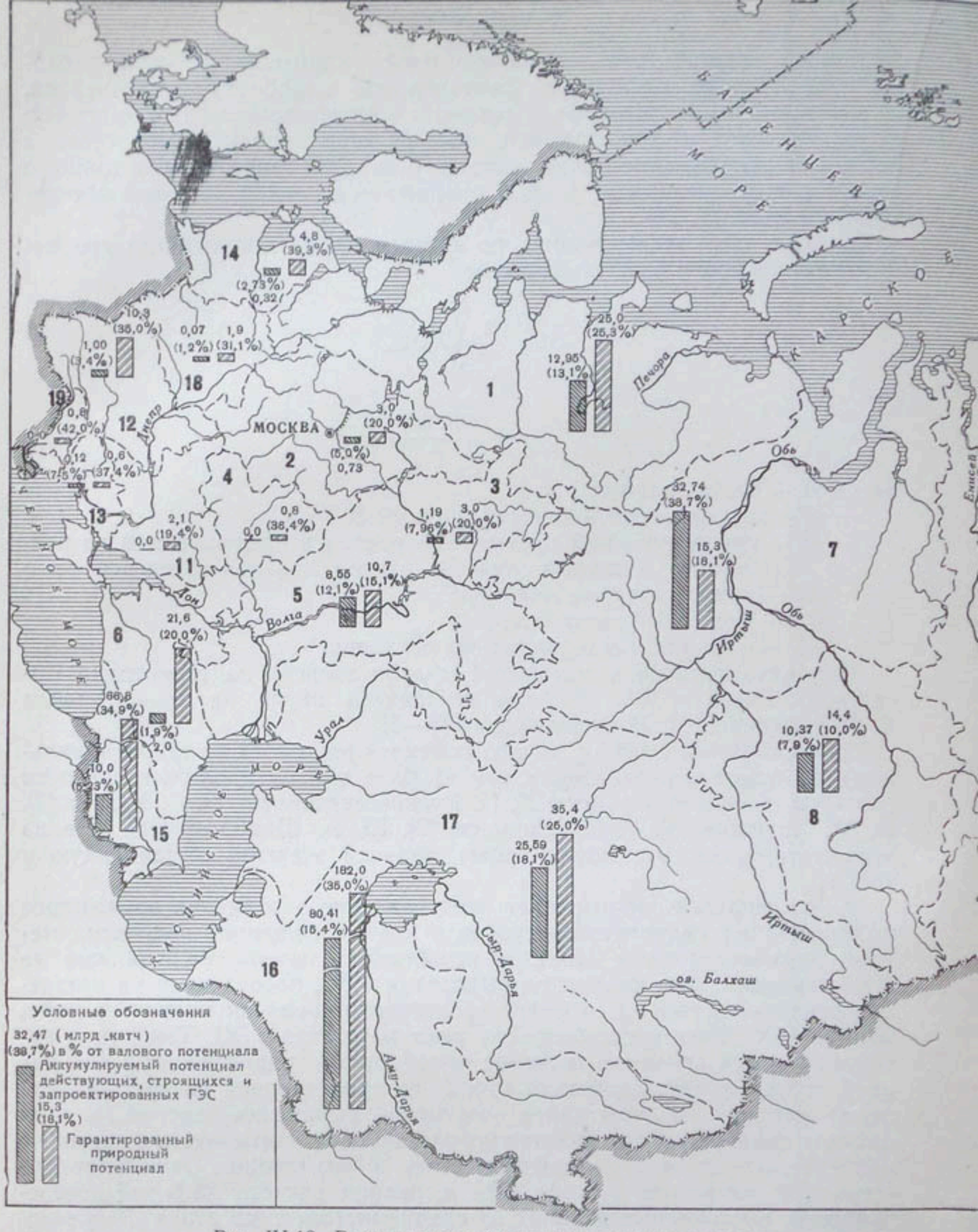
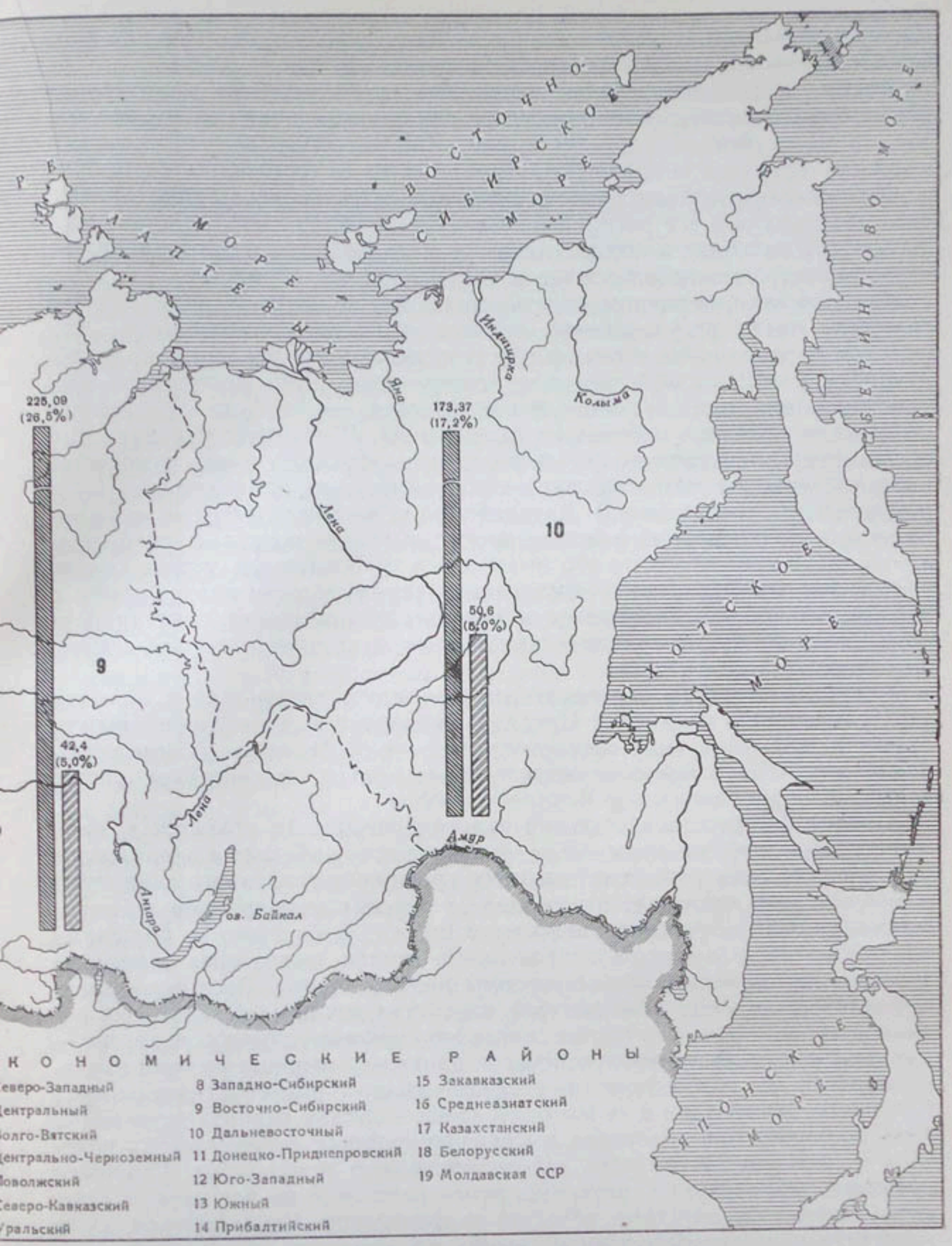


Рис. IV.12. Распределение аккумулированного и гарантированного

и Камчатка, наинизшими — обширные районы юга Европейской части СССР, Западной Сибири и Туранская низменность.

В пределах Европейской части СССР наибольшие модули энергии в Карелии и в юго-западной части Кольского полуострова вследствие естественной высокой зарегулированности стока. К югу Европейской части СССР они постепенно убывают. За Уралом энергетический потенциал резко снижается.



потенциала по экономическим районам

К востоку от среднего течения р. Оби наблюдается обратная картина: наиболее высокие энергетические значения модулей энергии имеют южные районы, а к северу они уменьшаются. Исключение на Азиатском севере представляют низовья р. Енисея и бассейн р. Таз, характеризуемые очень большим модулем энергии вследствие высокого модуля стока при относительно малой неравномерности его. Последнее объясняется

высокой долей зимнего стока рек бассейна р. Таз, находящихся вне зоны вечной мерзлоты, и наличием озер на правобережье р. Енисея.

Такова сумма показателей, характеризующих степень естественной неравномерности гидроэнергоресурсов как одного из важнейших элементов их качественной характеристики. Характеризуемая ими неравномерность присуща гидроэнергоресурсам в их естественном состоянии.

По показателю K определена величина естественного гарантированного потенциала и его распределение по территории СССР. Однако этот показатель не может в полной мере отразить качество гидроэнергии, которая может быть использована в энергетическом хозяйстве.

Естественная неравномерность стока может быть в ряде случаев сглажена путем регулирования расхода воды водохранилищами. Для полного выравнивания стоков в годовом разрезе нужны емкости, колеблющиеся от 12 до 60% годового стока реки. Для дополнительного выравнивания стока в многолетнем разрезе необходимо дальнейшее увеличение полезной призмы водохранилища. В обычных условиях для обеспечения многолетнего регулирования необходимо иметь отношение полезной емкости водохранилища к годовому стоку примерно 0,5—0,7 и в отдельных случаях до 1,0. Дальнейшего повышения емкости водохранилища с точки зрения энергетического регулирования не требуется, а если оно имеет место, то это вызывается требованиями других компонентов водохозяйственного комплекса (например, ирригации, борьбы с наводнениями) или получается в результате повышения отметки подпора, оправдываемого увеличением напора и соответствующим ростом выработки электроэнергии.

С другой стороны, далеко не всегда следует стремиться к полному зарегулированию водотока. Пределы повышению зарегулированности ставятся экономическими соображениями — в особенности ростом затоплений и удорожанием сооружений, объем работ по которым растет примерно пропорционально квадрату напора.

Предел рациональной степени зарегулированности ставится и энергетическими соображениями. Если гидростанция работает в энергосистеме, то совместная работа по единому графику с тепловыми станциями в ряде случаев позволяет отказаться от дорогих мероприятий по повышению степени зарегулированности водотока. В системах с большими пиками графика нагрузок гидростанция может выполнять режимные функции при меньшем объеме призмы регулирования. Поэтому системные факторы — масштабы системы, структура мощностей, удельный вес данной гидростанции в системе, характер графика нагрузок и другие — накладывают значительный отпечаток на оценку влияния степени неравномерности и требования к степени зарегулированности водотока. Вследствие этого одни и те же показатели качества гидроэнергии могут быть получены при сочетании высоких природных характеристик водотока с низкими системными характеристиками и наоборот. Районы с лучшими природными характеристиками водотоков не всегда обладают наилучшими показателями качества гидроэнергии. Гидростанции, даже недостаточно зарегулированные, имеют возможность за счет суточного и недельного регулирования мощности приспособить свою энергоотдачу к неравномерному режиму графика потребления и работать в энергосистеме даже в маловодные периоды года всей своей мощностью.

Таким образом, качественная сторона использования гидроэнергии определяется природными характеристиками водотока и возможной степенью его регулирования, с одной стороны, и с другой,— системными условиями использования гидроэнергии, которые позволяют в зависимости от неравномерности графика потребления полноценно использовать даже незарегулированную или мало зарегулированную гидроэнергию. При этом, разумеется, важность степени зарегулированности не

сти в тех случаях, когда гидростанции должны иметь пионерное райо-
образующее значение и выдавать энергию по графику с высокой
лотностью, что отчетливо проявляется, например, в условиях Восточной
ибири и Дальнего Востока.

ФОНД ЗАРЕГУЛИРОВАННОЙ ГИДРОЭНЕРГИИ

Помимо гарантированного потенциала, характеризующего природ-
ые, обеспеченные в естественных условиях водотока запасы гидроэнер-
ии, значительный интерес представляет фонд гидроэнергии, аккумули-
ованной в уже созданных, или предусмотренных к созданию, водохра-
илищах, число которых в связи с развитием народного хозяйства и
омплексным использованием водных ресурсов беспрерывно растет.

Учитывая, что огромное большинство водохранилищ заполняется в
оловодье или паводки, фонд зарегулированной гидроэнергии можно
пределить как сумму двух составляющих: гарантированного природ-
ого потенциала, определяемого минимальным стоком, который пред-
тавляет гарантированную часть годовой выработки в многолетнем
азрезе в длительном ряду лет, и фонда аккумулированной в водохра-
илищах гидроэнергии.

Поскольку величина гарантированного потенциала была установле-
а выше, для определения фонда зарегулированной гидроэнергии допол-
ительно были проведены подсчеты фонда аккумулированной в водохра-
илищах энергии. Эти подсчеты проведены в двух предположениях: при
чете использования сработки полезных емкостей водохранилищ только
а собственных напорах гидростанций, что определяет фонд этой энер-
ии при изолированной работе их, и при учете сработки полезных емко-
тей последовательно на всем напоре каскада гидростанций на данной
еке или на системе рек.

К настоящему времени была возможность использовать данные кон-
кретных проектировок по 165 водохранилищам сезонного и многолет-
него регулирования, решающих задачи комплексного использования вод-
ных ресурсов (водохранилища суточного и недельного регулирования
в расчетах не учитывались). Общий полезный объем этих водохранилищ
составляет 1749 млрд. $м^3$, т. е. более 40% всего стока рек Советского
Союза. При определении фонда аккумулированной энергии при каскад-
ном ее использовании были учтены 350 гидростанций, общая годовая
выработка энергии этих гидростанций составила 776 млрд. *квт·ч*.

Фонд аккумулированной энергии определялся по формуле
$Э_{акк} = \alpha W H_{квт \cdot ч}$, где α — коэффициент, равный

$$\frac{8760 \times 8{,}5}{31{,}5 \cdot 10^6} = 0{,}00236;$$

8,5 — коэффициент мощности;

W — полезный объем водохранилища или сумма их при каскадном использовании;

H — расчетный напор гидростанции (средневзвешенный) или каскада гидростанций.

Произведенные подсчеты позволили установить, что для указанного количества водохранилищ и гидростанций фонд аккумулированной энергии при изолированной работе гидростанций составляет 323 млрд. *квт·ч*, а при каскадном — 585 млрд. *квт·ч*. Распределение этого фонда по экономическим районам Советского Союза приводится в табл. IV.6.

Приведенное значение фонда аккумулированной гидроэнергии полу-
чено подсчетом по гидростанциям и каскадам, охваченным проектными

Таблица IV.6

Экономический район	Средняя годовая выработка ГЭС, млрд. *квт·ч**	Полезный объем водохранилищ, млрд. *м³*	Аккумулированная гидроэнергия, млрд. *квт·ч*		Аккумулированная гидроэнергия на единицу средней выработки*	Отношение полезного объема к среднемноголетней энергии, *м³/квт·ч**
			изолировано	в каскаде		
Северо-Западный	30,78	129,53	7,61	12,95	0,42	4,2
Центральный	2,17	13,64	0,48	0,73	0,34	6,3
Волго-Вятский	6,06	9,85	0,27	1,19	0,20	1,6
Центрально-Черноземный	—	—	—	—	—	—
Поволжский	36,55	47,25	2,13	8,55	0,23	1,3
Северо-Кавказский	12,13	13,27	1,83	2,00	0,16	1,1
Уральский**	44,02	275,95	24,33	32,74	0,76	6,2
Западно-Сибирский	26,06	48,07	3,86	20,37	0,40	1,8
Восточно-Сибирский	255,07	408,82	121,44	225,09	0,88	1,6
Дальневосточный	197,32	627,57	119,89	173,37	0,87	3,28
Донецко-Приднепровский	4,83	1,74	0,12	0,15	—	—
Юго-Западный	9.32	14,94	0,59	1,00	0,11	1,6
Южный	3,09	6,80	0,12	0,12	0,04	2,2
Прибалтийский	6,03	2,07	0,04	0,32	0,05	0,34
Закавказский	26,84	17,15	5,50	10,00	0,37	0,64
Среднеазиатский	94,08	77,80	28,00	80,71	0,85	0,83
Казахстанский	20,81	55,06	6,92	25,59	1,23***	2,6
Белорусский	0,17	0,24	0,07	0,07	0,04	1,4
Молдавская ССР	—	—	—	—	—	—
Итого	775,00	1748,00	323,08	584,50	0,75	2,7

* При каскадной работе рассматриваемых водохранилищ.

** Включая водохранилище Нижне-Обской ГЭС.

*** Значение коэффициента, большее 1, показывает влияние (водохранилищ многолетнего регулирования.

Таблица IV.7

Экономический район	Полезный объем водохранилища, млрд. *м³*	Аккумулированная гидроэнергия (изолированная), млрд. *квт·ч*	Среднегодовая выработка гидростанций, млрд. *квт·ч*	Отношение полезного объема к средней выработке
Северо-Западный	48,53	2,54	10,28	4,7
Центральный	13,08	0,46	1,53	8,5
Волго-Вятский	2,77	0,07	1,51	1,8
Центрально-Черноземный	—	—	—	—
Поволжский	42,85	2,02	26,70	1,6
Северо-Кавказский	11,36	0,61	3,46	3,3
Уральский	15,37	0,69	5,13	3,0
Западно-Сибирский	4,40	0,17	1,76	2,5
Восточно-Сибирский	138,40	23,15	69,50	2,0
Дальневосточный	59,70	10,85	5,07	11,7
Донецко-Приднепровский	1,74	0,12	4,39	0,4
Юго-западный	10,19	0,32	2,25	4,5
Южный	6,80	0,22	1,39	4,9
Прибалтийский	0,47	0,02	2,33	0,2
Закавказский	9,03	2,30	11,94	0,7
Среднеазиатский	19,75	7,18	22,53	0,9
Казахстанский	35,71	4,68	5,04	7,1
Белорусский	—	—	—	—
Молдавская ССР	—	—	0,29	—
Итого	420,15	55,40	175,10	2,4

Таблица IV.8

Экономический район	Полный технический потенциал, млрд. квт·ч	Аккумулированный фонд гидроэнергии по 165 водохранилищам при каскадной работе, млрд. квт·ч	Гарантированный потенциал, млрд. квт·ч*	Зарегулированный фонд, млрд. квт·ч. (сумма графа 3+4)	Удельный вес гарантированного потенциала в зарегулированном фонде (графа 4 : 5)	Удельная величина зарегулированного фонда, тыс. квт·ч/км²
Северо-Западный	54,9	12,95	14,0	26,95	0,52	16,0
Центральный	7,6	0,73	0,86	1,59	0,56	3,46
Волго-Вятский	8,9	1,19	2,04	3,23	0,62	12,2
Центрально-Черноземный	0,8	—	0,8	0,80	1,0	4,7
Поволжский	47,3	8,55	7,8	16,35	0,51	23,0
Северо-Кавказский	53,4	2,00	4,9	6,90	0,70	19,4
Уральский	56,3	32,74**	12,3	45,04	0,27	21,1
Западно-Сибирский	92,9	10,37	4,06	14,43	0,29	14,6
Восточно-Сибирский	663,6	225,09	19,5	245,59	0,08	59,5
Дальневосточный	684,1	173,37	10,9	184,27	0,06	29,6
Донецко-Приднепровский	7,0	—	1,56	1,56	1,00	7,01
Юго-Западный	13,0	1,0	6,87	7,87	0,90	29,3
Южный	1,5	0,12	0,23	0,35	0,70	3,4
Прибалтийский	7,4	0,32	3,8	4,12	0,90	21,8
Закавказский	92,5	10,00	19,4	29,40	0,65	157,0
Среднеазиатский	248,7	80,41	68,8	149,21	0,46	116,9
Казахстанский	61,9	25,59	11,9	37,49	0,32	13,8
Белорусский	3,1	0,07	0,14	0,21	0,67	1,01
Молдавская ССР	1,2	—	0,44	0,44	1,00	2,3
Итого . . .	2106	584,50	190,3	774,80	0,25	34,7

* Относящийся к учтенным в графе 3 гидроэнергоресурсам.

** Включая водохранилище Нижне-Обской ГЭС.

проработками, и, следовательно, в значительной степени определяется степенью проектной изученности гидроэнергетических ресурсов страны. С повышением проектной изученности фонд аккумулированной в водохранилищах энергии с течением времени, по мере все большего освоения водных ресурсов и, в частности, гидроэнергоресурсов, бесспорно, будет возрастать (см. табл. IV.7, в которой приведены показатели действующих и строящихся ГЭС).

В настоящее время без каких-либо проектных данных невозможно обоснованно установить количество водохранилищ, их полезный объем и величину фонда аккумулированной гидроэнергии при использовании всего технического потенциала. Поэтому приводимый ниже подсчет общего фонда зарегулированной гидроэнергии условен и дает заниженную величину.

Общий фонд выявленной зарегулированной гидроэнергии, подсчитанный как сумма аккумулированного фонда выявленных водохранилищ и гарантированного потенциала, относящегося к этим рекам и подсчитанного по приведенной выше методике, приводится по экономическим районам в табл. IV. 8.

Сопоставление данных полного технического гидроэнергетического потенциала по СССР с данными по средней выработке гидроэнергии, получаемой на рассматриваемых построенных, строящихся и запроектированных 350 гидростанциях, показывает, что отношение второго к первому составляет около 37%, т. е., что рассмотренные и учтенные в данном расчете гидростанции составляют около 37% всех технически возможных к использованию гидроэнергоресурсов в СССР.

Согласно приведенным данным, выявленный зарегулированный фонд гидроэнергии по СССР составил 775 млрд. *квт·ч*, что практически соответствует средней многолетней выработке учтенных 350 гидростанций. Однако это не может свидетельствовать о завышенности зарегулированного фонда, поскольку в этот фонд вошло значительное количество гидроустановок с многолетним регулированием стока наряду с гидростанциями с неполным годичным регулированием (водохранилища сезонного регулирования).

Таблица IV.9

Экономические районы	Полный технический потенциал, млрд. *квт·ч*	Средняя выработка 350 учтенных гидростанций, млрд. *квт·ч*	Зарегулированный фонд гидроэнергии, млрд. *квт·ч*	Зарегулированный фонд гидроэнергии на единицу средней выработки учтенных ГЭС (графа 4 : 3)	Зарегулированная гидроэнергия, на единицу полного технического потенциала графы (4 : 2)
Северо-Западный	54,9	30,78	26,95	0,9	0,5
Центральный	7,6	2,17	1,59	0,7	0,2
Волго-Вятский	8,9	6,08	3,23	0,5	0,4
Центрально-Черноземный	0,8	—	0,8		
Поволжский	47,3	36,55	16,35	0,4	0,3
Северо-Кавказский	53,4	12,13	6,90	0,6	0,13
Уральский	56,3	44,02	45,04	1,0	0,7
Западно-Сибирский	92,9	26,06	14,43	0,5	0,15
Восточно-Сибирский	663,6	255,07	245,59	0,9	0,4
Дальневосточный	584,1	197,32	184,27	0,9	0,3
Донецко-Днепровский	7,0	4,83	1,56	0,3	0,2
Юго-Западный	13	9,32	7,87	0,9	0,5
Южный	1,5	3,09	0,35	0,1	0,5
Прибалтийский	7,4	6,03	4,12	0,7	0,6
Закавказский	92,5	26,84	29,4	1,1	0,3
Среднеазиатский	248,7	94,08	149,21	1,6	0,6
Казахстанский	61,9	20,81	37,49	1,3	0,6
Белорусская ССР	3,1	0,17	0,21	1,2	0,07
Молдавская ССР	1,2	0,66	0,44	0,7	0,4
Итого . . .	2106	775	774,80	1,0	0,37

Средняя удельная величина выявленного зарегулированного фонда по СССР составляет 34,7 тыс. *квт·ч/км²*, максимальная, относящаяся к Закавказскому экономическому району,— 157 тыс. *квт·ч/км²*. Напоминаем, что эта величина определяется степенью изученности гидроэнергоресурсов, весьма неравномерной по различным районам СССР.

В табл. IV.9 приводится соотношение зарегулированного фонда гидроэнергии к средней выработке учтенных 350 ГЭС и к техническому потенциалу по районам. Из этих данных видно, что по сравнению с данными табл. IV.6 увеличилось число районов, в которых фонд зарегулированной гидроэнергии равен или превышает среднюю годовую выработку учитываемых гидростанций. Это показывает, что водохранилища многолетнего регулирования с учетом естественного гарантированного расхода занимают большое место. Преобладание фонда гидроэнергии многолетнего регулирования прослеживается в Средней Азии, где зарегулированная энергия составляет 1,6 по отношению к выработке гидростанций с зарегулированным водохранилищами стоком. Это имеет большое народнохозяйственное значение ввиду важности многолетнего регулирования не только для энергетики, но главным образом для ирригации. Для Казахстана это соотношение составляет 1,3, для Бело-

руссии — 1,2 (при весьма незначительных абсолютных размерах выработки гидростанций).

Высокий удельный вес водохранилищ многолетнего регулирования имеет место на Дальнем Востоке, где это особенно важно в связи с задачами регулирования стока для борьбы с наводнениями.

Весьма важен высокий удельный вес зарегулированной энергии в Восточной Сибири[1] (около 0,9) ввиду значительного удельного веса гидростанций в энергосистеме, их пионерного районообразующего значения и большой плотности графика нагрузок.

Аналогичное значение при меньших абсолютных размерах имеет фонд зарегулированной гидроэнергии в Северо-Западном районе, где он составляет 0,9 общей выработки гидростанций, работающих на зарегулированном стоке.

Высокий коэффициент (свыше единицы) для Урала определяется с учетом Нижне-Обского водохранилища, полезная емкость которого, предусмотренная проектом, значительно превышает потребности регулирования.

Высокий коэффициент для Закавказья (свыше единицы) определяется рядом гидростанций в горных районах с очень высокими плотинами — с напором до 300 *м*, а также большими значениями естественного гарантированного расхода. Это соотношение с учетом значительного удельного веса тепловых станций и отсутствия энергоемких потребителей дает основание для включения в энергетическую систему гидростанций с малой степенью регулирования или работающих на незарегулированном стоке со значительной величиной гарантированных расходов.

Обращает внимание различная структура фонда зарегулированной энергии по районам. В целом по Союзу в этом фонде гарантированный потенциал занимает 25%, а фонд аккумулированной энергии — 75%. Однако по районам это соотношение сильно колеблется в зависимости от режима расходов водотоков и от аккумулирующей способности водохранилищ. Наименьший удельный вес (6%) естественного гарантированного потенциала на Дальнем Востоке, что определяется, с одной стороны, весьма малым значением коэффициента K, равным 0,05, а с другой стороны, большими полезными объемами водохранилищ, устанавливаемыми из условий выравнивания стока и борьбы с наводнениями.

Несколько больший, но также весьма малый удельный вес гарантированного потенциала имеет место в Восточной Сибири, где коэффициент K также равен 0,05; в этом районе есть прекрасные условия для создания водохранилищ большой емкости, но в отличие от Дальнего Востока на них возлагаются функции только энергетического регулирования. Поэтому здесь преобладающее значение имеет аккумулированная энергия, но ее удельный вес (92%) несколько ниже, чем на Дальнем Востоке (94%).

Другими крайними значениями обладают районы, где фонд аккумулированной энергии равен нулю и вся зарегулированная энергия заключается в гарантированном потенциале,— это Центрально-Черноземный район, Донецко-Приднепровский, Молдавская ССР. Близки к этим районам Юго-Западный и Прибалтийский, где гарантированный потенциал занимает 90%, а также Волго-Вятский, Северо-Кавказский, Южный, Закавказский и Белорусский районы, где это соотношение составляет 0,6—0,7. В остальных районах фонд зарегулированной энергии создается в основном за счет аккумулирования ее в водохранилищах.

---

[1] Здесь сосредоточено свыше 35% выявленного зарегулированного фонда гидроэнергии.

Представляет интерес рассмотрение по районам вопроса о доле зарегулированной гидроэнергии в величине полного технического потенциала (см. табл. IV.9), которая в целом по СССР составляет 37% с колебаниями от 7 до 60% по различным районам. Как было отмечено выше, для этого вопроса большое значение имеет степень изученности гидроэнергоресурсов по районам, которая в значительной мере определяет величину фонда аккумулированной энергии по районам со слабой изученностью.

Особенно слабо изучены гидроэнергоресурсы Восточной Сибири и Дальнего Востока, поэтому можно полагать, что с развитием изученности имеющиеся данные о фонде аккумулированной гидроэнергии изменятся в сторону увеличения.

Как было отмечено выше, удельный вес фонда зарегулированной энергии в техническом потенциале зависит как от величины гарантированного потенциала, так и от степени преобразования стока водохранилищами, которая определяется народнохозяйственными требованиями, различными в различных районах и бассейнах, а также условиями создания водохранилищ, которые также весьма различны. Значение этих факторов для различных районов весьма разнообразно. Так, для Северо-Запада, где гарантированный потенциал составляет 50% зарегулированного, масштабы аккумулированного потенциала определяются требованиями энергосистемы с большим удельным весом гидроэнергии и благоприятными условиями для создания водохранилищ.

Для ряда районов с небольшим удельным весом гидроэнергии с пиковым характером графиков нагрузок и тяжелыми условиями создания водохранилищ характерно невысокое значение этого коэффициента, например, для Центрального района — 0,2, Волго-Вятского — 0,4, Донецко-Приднепровского — 0,2, причем эти значения достигаются здесь главным образом за счет естественного гарантированного потенциала, составляющего 60—100% фонда зарегулированной энергии. Таким образом, доля аккумулированной водохранилищами энергии в этих районах составляет от 0 до 10% величины технического потенциала.

Для Восточной Сибири фонд зарегулированной энергии, составляющий 37% технического потенциала, почти целиком создается за счет мощных водохранилищ, масштабы которых определяются энергетическими требованиями.

Для некоторых районов относительно высокое значение этого коэффициента определяется высоким значением гарантированного потенциала без сколько-нибудь значительного создания аккумулированного фонда. К таким районам относятся, например, Юго-Западный, Прибалтийский, Молдавская ССР.

Для Средней Азии высокий удельный вес зарегулированного фонда (60%) определяется как требованиями энергетики, так и в еще большей степени требованиями ирригации и достигается в большей своей части (55%) за счет создания аккумулированного фонда.

Что касается Урала, где определен наиболее высокий по Союзу коэффициент (0,7) при небольшом значении гарантированного потенциала, следует отметить, что эта величина получена за счет Нижне-Обского водохранилища, вопрос о народнохозяйственной эффективности которого находится в стадии изучения и исследования.

Выше был дан расчет величины выявленных зарегулированных гидроэнергоресурсов применительно к той их части, которая определяется влиянием преобразования стока 165 водохранилищами и которая составляет 37% всего технического потенциала гидроэнергии СССР.

Исходя из полученных ранее данных, можно получить некоторое приближение к суммарной величине зарегулированного фонда. При фонде аккумулированной гидроэнергии 584,5 млрд. *квт·ч*, получаемой

лишь по 165 водохранилищам и 350 ГЭС, суммарная выработка которых составляет 775 млрд. *квт* и при общем естественном гарантированном гидроэнергетическом потенциале СССР, как было исчислено выше, в размере 491 млрд. *квт·ч*, получим общую величину зарегулированного фонда 1075 млрд. *квт·ч*, т. е. равную примерно 50% всего технического потенциала гидроэнергии. Эта величина примерно на 40% больше, приведенных в табл. IV.8 и IV.9, за счет полного учета всей величины естественного гарантированного потенциала, а не только той его части, которая относилась к гидроэнергоресурсам в пределах влияния 165 водохранилищ. Необходимо еще раз подчеркнуть, что получаемая величина является нижним пределом, так как возможный фонд аккумулированной энергии по ряду районов учтен далеко не полностью, а он составляет бóльшую часть зарегулированного фонда.

Наибольшими ресурсами зарегулированной гидроэнергии располагает Восточная Сибирь — 390 млрд. *квт·ч* или 37% фонда, исчисленного по СССР, причем именно по этому району можно ожидать дальнейшего прироста. Велики ресурсы зарегулированной гидроэнергии по Средней Азии — 263 млрд. *квт·ч* или 24% общесоюзного фонда. По Дальнему Востоку они составляют 104 млрд. *квт·ч* или 9%, по Закавказью — 77 млрд. *квт·ч* или 7%, по Казахстану — 60 млрд. *квт·ч* или 5,5%. Относительно велик этот фонд по Северо-Западу — 38 млрд. *квт·ч* или 3,5% (70% технического потенциала района); по Северному Кавказу — 23 млрд. *квт·ч* или 2%.

Вследствие полного учета величины гарантированного потенциала заметно возрастает удельный вес зарегулированной энергии в техническом потенциале для районов с незначительным весом аккумулированной энергии; так, для Юго-Западного района эта величина повышается до 0,8 вместо 0,5, по Молдавии — 0,7 вместо 0,4.

В связи с изложенным интересно привести характеристику по степени зарегулированности и по гарантированной выработке ряда наиболее крупных каскадов гидроэлектростанций (табл. IV.10).

Таблица IV.10

Характеристика водоэнергетического режима некоторых каскадов гидростанций

Каскад	Среднемноголетний сток в створе последней ступени, *км³*	Коэффициент вариации C_v	Полезная емкость водохранилищ		Средняя относительная емкость водохранилища		Отношение гарантированной выработки к среднемноголетней	Относительная емкость водохранилищ	
			км³	млн. *квт·ч*	к среднему стоку	к средней выработке энергии		многолетняя	сезонная
Ангаро-Енисейский .	246,5	0,13	194,1	33190	0,31	0,24	0,925	0,12	0,19
Иртышский	29,0	0,21	39,9	5545	0,93	1,07	0,960	0,38	0,55
Нарын-Сыр-Дарьинский	21,1	0,17	24,9	4005	0,42	0,50	0,89	0,14	0,28
Ковдинский	8,4	0,26	11,5	836	0,84	0,82	0,893	0,36	0,48
Волжско-Камский . .	157,0	0,21	106,9	4796	0,14	0,18	0,750	0	0,14
Днепровский	52,6	0,26	21,6	651	0,11	0,12	0,530	0	0,11
Западно-Двинский .	20,6	0,25	5,3	215	0,18	0,20	0,650	0	0,18
Куринский	11,7	0,19	11,5	1555	0,56	0,60	0,80	0,05	0,51

Выше была изложена система показателей, дающих природную и энергетическую характеристики гидроэнергоресурсов. Анализ особенностей работы гидростанций в системе выдвигает еще один показатель оценки гидроэнергоресурсов — возможность превращения потенциаль-

ной среднегодовой мощности водотока в мощность, соответствующую по своему режиму требованиям энергосистемы. При этом достигается наиболее эффективное использование потенциальной мощности водотока при определенной величине, заключенной в них гидроэнергии. Эта способность преобразования мощности водотока может быть характеризована отношением установленной мощности к потенциальной среднегодовой мощности водотока (или его участка), так называемым мощностным показателем

$$\beta = \frac{N_{уст}}{N_{ср}}.$$

Для величины β ограничением является требование, чтобы эта мощность использовалась в системе полноценно, без дублирования. При соблюдении этого условия чем выше мощностной показатель, тем выше степень использования потенциальных мощностей водотока. Установление конкретной величины мощностного показателя может быть произведено путем всестороннего анализа природных и энергетических характеристик водотока и условий его использования в системе. Эти условия являются весьма различными для различных районов и энергосистем. Наибольшее значение этот показатель приобретает в районах и системах с малым удельным весом гидростанций и с пиковым графиком нагрузок. В этих условиях снижаются требования к величине регулирующей емкости (к аккумулированной энергии), так как острые пики требуют для своего покрытия относительно меньших количеств энергии. В отдельных случаях величина мощностного коэффициента может достигать значения 6 и даже до 8.

Некоторые средние значения мощностного показателя по отдельным зонам будут приведены в следующих разделах при рассмотрении конкретных условий использования гидроэнергоресурсов на различных уровнях и по различным районам.

Требования к качеству гидроэнергоресурсов и их оценка существенно меняются по времени, причем по мере исчерпания гидроэнергоресурсов, расширения зоны их влияния и развития систем — все большее значение будет приобретать характеристика и значение показателя мощности.

СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Качественная характеристика гидроэнергоресурсов включает, как указывалось выше, уровень стоимостных показателей гидроэнергии. Система стоимостных показателей гидроэнергии имеет свои специфические особенности, отражающие технологическое своеобразие гидроэлектростанций, которое заключается в неравномерности энергоотдачи, различной зарегулированности гидростанций, возможности и энергетической оправданности развития мощности гидростанций в целях несения режимных функций (суточное регулирование ведения частоты, резерв системы и др.). Для учета всех этих обстоятельств приходится прибегать к ряду показателей, так как каждый из них в отдельности не может отобразить их в полной мере.

Основные показатели, применяемые для экономической оценки гидростанций, следующие:

а) себестоимость 1 *квт·ч* энергии, выработанной ГЭС, определяемая величиной ежегодных издержек и количеством выработанной в среднем за год энергии, равна

$$S = \frac{И_{год}}{Э_{год}};$$

$$K_N = \frac{K}{N_{уст}};$$

в) капиталовложения на 1 *квт·ч* среднемноголетней выработки ГЭС

$$K_E = \frac{K}{Э_{год}};$$

г) капиталовложения на 1 *квт* гарантированной (зарегулированной) мощности ГЭС

$$K_{гар} = \frac{K}{N_{гар}}.$$

Себестоимость энергии, являющаяся одним из важнейших экономических показателей, характеризует эксплуатационные издержки (проектные, плановые или отчетные) по производству энергии. Сопоставление различных источников энергии по этому показателю позволяет выбрать наиболее экономичный источник энергии с точки зрения эксплуатационных расходов. Однако этот показатель сам по себе еще не дает возможности судить о том, ценой каких капитальных затрат достигается наиболее экономичное с точки зрения эксплуатационных издержек решение. Кроме того, этот показатель не учитывает качества вырабатываемой гидростанцией энергии и в слабой степени отражает капитальные затраты на создание водохранилищ.

Между тем, вопрос о размере необходимых капиталовложений весьма важен с народнохозяйственной точки зрения, и его анализ позволяет определить наиболее эффективное вложение средств в народное хозяйство. Для характеристики этой стороны вопроса служат показатели удельных капиталовложений.

Используя показатель удельных капиталовложений применительно к тепловым электростанциям, мы можем не дифференцировать его путем отнесения на 1 *квт* мощности или 1 *квт·ч* энергии, так как обычно установленная мощность ТЭС полноценна и при наличии топлива может всегда обеспечить постоянную отдачу энергии.

Иначе решается этот вопрос в отношении гидростанций. Режим гидростанций не равномерен; типы гидрографов и степень зарегулированности разных ГЭС различны. Поэтому две гидростанции при одинаковой установленной мощности могут иметь разную выработку энергии и разную обеспеченную мощность.

Число часов использования установленной мощности ГЭС зависит в большой степени от природных условий, но также и от системных условий, определяющих возможность развития мощности за счет суточного регулирования, резервов и т. д.

Необходимость отразить эти различия привела к использованию указанных выше трех видов удельных показателей: на 1 *квт* установленной мощности, на 1 *квт·ч* вырабатываемой энергии и на 1 *квт* гарантированной мощности. Наиболее условным является показатель удельных капиталовложений на 1 *квт* установленной мощности. Наиболее широко используемым показателем экономичности гидростанций является показатель удельных вложений на 1 *квт·ч* выработки энергии, который наиболее близко отражает экономичность данной гидростанции, не учитывая, однако, энергетического качества вырабатываемой ею энергии и выполняемых ею режимных функций.

Следует отметить, что пользование раздельно этими показателями может привести к неправильным выводам. Принцип минимума ежегод-

ных издержек, отраженный в показателе

$$S = \frac{И}{Э},$$

не отражает задалживаемых для данного объекта капиталовложений, и, кроме того, может не соответствовать минимуму затрат в народном хозяйстве в целом. Принцип минимума капитальных вложений, заложенный в показателях K_N и $K_Э$, также не может дать правильных решений, так как пользование им приводит к высоким издержкам производства и лимитирует внедрение более прогрессивной техники.

Поэтому для нахождения наиболее эффективного народнохозяйственного решения должен быть найден критерий, позволяющий сочетать оценку единовременных затрат и эксплуатационных издержек, обеспечивающий минимум издержек для народного хозяйства в целом. Вопросы установления такого критерия и сферы его применения выходят за рамки проблемы качества гидроэнергоресурсов и рассмотрены в главе VIII.

Уровень экономических показателей гидроэнергии является результатом взаимодействия весьма большого количества факторов. Это, в первую очередь,— значительная группа природных факторов: степень водности реки, неравномерность расхода воды в годовом и многолетнем разрезе (большое значение имеет величина максимальных расходов), геоморфологические и инженерно-геологические условия речной долины и створа сооружений, сейсмические условия, уклон реки, климатические условия, ледовый режим, режим наносов и др. Во-вторых, производственно-строительные факторы: характер строительной площадки, транспортные условия, наличие строительных материалов, характер зимних условий, условия пропуска паводка и др.

Для ряда гидростанций существенное влияние на экономические показатели оказывают условия создания водохранилищ, величина затрат, связанных с затоплениями. В некоторых случаях при строительстве приплотинных гидростанций с водохранилищами в обжитой части страны затраты, связанные с затоплениями, достигают 50% всех затрат по гидроузлу.

На экономические показатели оказывает влияние также степень зарегулированности водотока водохранилищами гидроэлектростанций. При повышении зарегулированности, связанном с дополнительными капиталовложениями, но не дающем обычно увеличения выработки электроэнергии, удельные капиталовложения на 1 *квт·ч*, как правило, возрастают, но удельные вложения на 1 *квт* установленной и гарантированной мощностей до известных пределов снижаются.

Улучшаются обычно показатели при каскадном характере гидростроительства; при этом повышается расчетный расход и установленная мощность гидростанции, уменьшается максимальный расход водотока и соответственно размеры водосбросных сооружений, облегчается пропуск строительных расходов и т. д. Регулирование стока, увеличение мощности гидростанций и работа гидростанции в каскаде с меньшими колебаниями напоров приводят также к некоторому увеличению выработки энергии.

Влияние перехода к каскадным условиям работы на улучшение экономических показателей можно на основании ряда примеров ориентировочно оценить следующим снижением удельных показателей: на 1 *квт* установленной мощности — на 15—30%; на 1 *квт* обеспеченной мощности — в 1,4—3 раза; на 1 *квт·ч* выработки — на 5—15%.

Качественная характеристика гидроэнергоресурсов была бы неполной без учета комплексного характера использования водотока. В СССР основным принципом использования водотоков является комплексность удовлетворения нужд всех водопотребителей и водопользователей. Ос-

новные сооружения гидроузла и водные ресурсы должны использоваться одновременно для покрытия потребностей различных отраслей народного хозяйства. Требования различных отраслей водного хозяйства, как правило, не совпадают, и поэтому при сочетании их в одном водохозяйственном комплексе необходима разработка оптимального, с точки зрения народного хозяйства в целом, режима использования водотока. С этой точки зрения проблему качества гидроэнергоресурсов можно было бы рассматривать как часть более общей проблемы качества водных ресурсов, понимая под этим (аналогично качеству гидроэнергоресурсов) степень соответствия режима возможного водообеспечения режиму водопотребления, аналогично тому как в гидроэнергетике оценка качества гидроэнергоресурсов производится по соответствию режима производства гидроэнергии — режиму ее потребления.

Гидроэнергетика, как один из видов водного хозяйства, отличается способностью в известных пределах приспосабливать свой режим к различным условиям и требованиям, особенно имея в виду, что гидростанции работают в основном не изолированно, а в энергосистемах. Однако в ряде случаев интересы других компонентов водохозяйственного комплекса (особенно ирригации, а также водного транспорта и рыбного хозяйства) накладывают известные ограничения, сказывающиеся на оценке качества гидроэнергии.

Учет интересов водохозяйственного комплекса, оказывая известное влияние на оценку качества гидроэнергетических ресурсов, выдвигает более общую задачу оценки качества водных ресурсов с точки зрения возможностей наиболее полного удовлетворения запросов всех заинтересованных компонентов комплекса, в том числе и гидроэнергетики. При рассмотрении этой задачи должна учитываться различная гибкость требований различных отраслей народного хозяйства, возможность аккумулирования воды в промежуточных емкостях (бассейнах), используемых для осуществления контррегулирования стока, и рациональная степень обеспеченности различных категорий водопотребителей и водопользователей.

Таким образом, характеристика качества гидроэнергоресурсов складывается под влиянием большого числа весьма разнообразных по своему характеру (а в некоторых случаях и по направлению) факторов. На нее оказывают влияние природные свойства водного потока, строительная характеристика водотока, энергетические и системные условия, учет водохозяйственного комплекса, экономические показатели и др. Очевидно нельзя найти единый показатель качества гидроэнергии, который бы всесторонне охватывал это понятие. Полная оценка качества гидроэнергоресурсов может быть произведена только путем тщательного анализа отдельных объектов при конкретном проектировании.

Косвенным выражением оценки качества гидроэнергоресурсов может служить установление относительной экономически эффективной части гидроэнергоресурсов (см. главу V). Однако в основе этого определения лежит сопоставление гидроэнергии с другими видами энергетических ресурсов, вследствие чего оно не идентично понятию качества гидроэнергоресурсов и только косвенным образом может служить для относительной оценки качества гидроэнергоресурсов отдельных районов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидроэнергетика СССР, т. I. Госэнергоиздат, 1951.
2. А. Н. Вознесенский и В. А. Баранов. Закономерности территориального распределения внутригодовой неравномерности стока рек СССР. Working Paper, No 5, November, 1957.
3. В. А. Урываев. Обеспеченность расходов воды рек Европейской части СССР. Труды НИУ, серия IV, вып. 2. Гидрометеоиздат, 1941.

4. Д. Л. Соколовский. Гидрологические и водохозяйственные расчеты при проектировании малых ГЭС. Труды НИУ ГУГМС, серия IV, вып. 36. Гидрометеоиздат, 1946.
5. Д. Л. Соколовский. Гидрологические и водохозяйственные расчеты. Гидрометеоиздат, 1948.
6. К. П. Воскресенский. Сток рек и временных водотоков на территории лесостепных и степных районов Европейской части СССР. Труды ГГИ, вып. 29, 83, 1951.
7. П. С. Кузин. Режим рек южных районов Западной Сибири, Северного и Центрального Казахстана. Гидрометеоиздат, 1953.
8. П. М. Лившиц. Внутригодовая обеспеченность расходов рек БССР. Изд-во АН БССР. Минск, 1958.
9. Г. Н. Хмаладзе. Типовые кривые обеспеченности средних суточных расходов рек Грузии. «Метеорология и гидрология», 1953, № 3.
10. Ш. А. Шахбазян. К типизации кривых обеспеченностей среднесуточных расходов рек Армянской ССР.— Изв. АН Арм. ССР, т. IX, № 10, 1956.
11. П. М. Дмитриевский. Качественный показатель для характеристики рек как объектов энергетического использования. «Гидротехническое строительство», 1940, № 9.
12. М. П. Фельдман, Н. В. Мастицкий, И. П. Дружинин. Влияние природных и технических факторов на гарантированную отдачу гидроэлектростанций. Сб. «Проблемы регулирования речного стока», вып. 7. Изд-во АН СССР, 1959.

Глава пятая

ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

ПОНЯТИЕ ОБ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОЙ ЧАСТИ ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСОВ И МЕТОДИКА ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для полноты характеристики, наряду с определением теоретических потенциальных гидроэнергетических ресурсов, большое значение имеет определение экономически эффективной их части, т. е. той части, использование которой является с народнохозяйственной точки зрения экономически целесообразным.

При установлении экономически эффективной части гидроэнергетического потенциала были рассмотрены все гидроэнергетические ресурсы страны, независимо от степени хозяйственной освоенности районов их нахождения, т. е. независимо от того, имеется ли в этих районах в настоящее время потребность в электроэнергии или нет. Такой подход к определению экономически эффективной части гидроэнергетического потенциала («экономических гидроэнергоресурсов») указывает на существенное отличие этой категории от категории «экономического потенциала», предложенной Комитетом по электроэнергии Европейской экономической комиссии ООН. В рекомендациях этого Комитета по определению отдельных категорий гидроэнергетического потенциала устанавливается, что по категории экономического потенциала гидроэнергии учитываются только те гидроэнергоресурсы, использование которых представляется экономически целесообразным в существующих реальных условиях, при учете сложившейся экономической конъюнктуры данного момента, а в соответствии с этим при отсутствии в том или другом районе потребности в электроэнергии имеющиеся там гидроэнергоресурсы не должны учитываться.

Экономическая целесообразность использования гидроэнергетических ресурсов может быть выявлена путем сопоставления экономических характеристик гидроэлектростанций с соответствующими характеристиками других возможных источников получения электроэнергии; для условий, складывающихся в СССР в перспективе, так же как и для предыдущего периода, сопоставление практически должно производиться с тепловыми электростанциями, наиболее прогрессивными по своим параметрам и наиболее характерными для данного района по своей мощности.

В этом сопоставлении, проводимом в соответствии с «Типовой методикой определения экономической эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР» АН СССР, учитываются суммарные затраты по ГЭС и ТЭС, включающие как капитальные вложения, так и годовые издержки за нормальный срок окупаемости дополнительных затрат в ГЭС, принимаемый равным 10 годам.

При определении величины экономически эффективной части гидроэнергоресурсов в настоящей работе был применен метод сопоставления показателей отдельных гидростанций, использующих учитываемые гидроэнергоресурсы не с показателями отдельных конкретных тепловых электростанций, а с показателями, характеризующими среднюю величину предельных экономически оправдываемых удельных капиталовложений в ГЭС, установленную для района нахождения этой ГЭС.

Таблица V.1

Зональное распределение сопоставляемых тепловых электростанций и виды «замыкающего» топлива

Район	Характеристика заменяемой тепловой электростанции, типичной для данного района		Вид «замыкающего» топлива
	мощность, тыс. *квт*	количество и мощность агрегатов, тыс. *квт*	
Север (Мурманская область, Карельская АССР, Архангельская область и Коми АССР)	2400	8×300	Печорский уголь Донецкий уголь
Запад (Прибалтийские республики, БССР и Ленинградская область)	3200	4×800	То же
Центр, Поволжье	2200	4×800	То же
Урал	3000	6×500	Кузнецкий уголь
Юг (Украина и Молдавия)	3200	4×800	Донецкий уголь
Кавказ (Северный и Закавказье)	1200	4×300	То же
Средняя Азия и Южный Казахстан	1200	4×300	Донецкий уголь *
Северный Казахстан	4000	8×500	Экибастузский уголь Кузнецкий уголь
Западная Сибирь	3000	6×500	»
Восточная Сибирь (без Якутской АССР)	4800	6×800	Канско-ачинский уголь
Якутская АССР и северо-восточная часть Дальнего Востока			Местный уголь
Дальний Восток (южная часть)	1200	4×500	Дальневосточные угли

* «Замыкающим» топливом принят донецкий уголь, экономические показатели которого подсчитаны за вычетом затрат в топливную базу и транспорт.

Указанные предельные, экономически допустимые удельные капиталовложения в ГЭС для отдельных районов были исчислены, исходя из указанного выше расчетного срока окупаемости (10 лет). Они определялись в соответствии со стоимостью различных видов топлива в этих районах и показателями типовых перспективных заменяемых тепловых электростанций.

В табл. V.1 приведены принятые в расчетах характеристики заменяемых тепловых электростанций и виды «замыкающего» топлива.

Полученные результаты проведенных подсчетов по определению предельных значений удельных капиталовложений, являющихся средними для района, показывают, что наиболее высокие значения предельных капиталовложений на 1 *квт* установленной мощности ГЭС в Европейской части СССР относятся к районам Севера, характеризующимся особенно трудными условиями топливоснабжения.

Для гидростанций, предназначенных к включению в Единую энергосистему Европейской части СССР и расположенных в районах Центра и Поволжья, а также в Прибалтийских республиках и в Белоруссии, предельные экономически допустимые удельные капитальные вложения при использовании гидроэлектростанций в пике графика нагрузки снижаются. Еще ниже будут значения предельных экономически оправдываемых капитальных вложений в районах Западной и Восточной Сибири, располагающих наиболее дешевыми углями, а также для республик Средней Азии.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОЙ ЧАСТИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Исчисленные предельные значения удельных капиталовложений в гидростанции являются основой для определения величины экономически эффективной части гидроэнергоресурсов. К этой категории будут, очевидно, относиться все те гидроэнергоресурсы, при использовании которых удельные капиталовложения в ГЭС будут ниже предельно допустимой величины, установленной для района расположения данной ГЭС. В соответствии с этим был проведен анализ экономических показателей всех выявленных гидроэлектростанций СССР, по которым имеются проектные работы, содержащие достаточно надежные стоимостные данные.

В процессе проведения указанного анализа при использовании старых проектов экономические характеристики запроектированных установок были пересчитаны по укрупненным показателям на современные цены: кроме того, в районах с остропиковыми графиками нагрузок, где удельный вес гидроэнергии сравнительно невелик, для ГЭС, проектированных давно, была рассмотрена возможность повышения ранее намеченной в проекте установленной мощности и соответственно этому определены новые экономические показатели. Были также учтены возможные изменения технического решения запроектированной ГЭС применительно к современному состоянию техники гидроэнергетического строительства. Наконец были учтены и возможности расширения состава водохозяйственного комплекса (включение водного транспорта, ирригации и т. п.). Все эти коррективы увеличивали эффективность отдельных гидроэлектростанций по сравнению с определенной в проекте.

В результате проведенного анализа были отобраны экономичные гидростанции, суммарная выработка электроэнергии которых вместе с выработкой уже действующих и строящихся гидростанций была исчислена в размере 813 млрд. *квт·ч*. Однако проведенный анализ коснулся гидроэнергоресурсов только тех рек, по которым имелись проектные материалы. Между тем есть большое число рек или отдельных участков их, и при том очень крупных по своим потенциальным запасам энергии, по которым нет таких материалов. Поэтому исчисленная в результате проведенного анализа величина экономичных гидроэнергоресурсов не может определять собой полную величину экономической части потенциала гидроэнергии СССР; это замечание особенно должно относиться к восточным районам Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии, где проектная изученность рек особенно незначительна. Примерами могут

быть такие крупные мало изученные реки, как Индигирка, располагающая потенциальными гидроэнергоресурсами в 40 млрд. *квт·ч/год*, Котуй — 21, Колыма — 40, Анадырь, Оби-Хингоу и Кафирниган по 18 млрд. *квт·ч/год* и др.

Учитывая указанные обстоятельства, при определении величины экономически эффективной части гидроэнергоресурсов в работе были просмотрены и такие реки, по которым отсутствуют проектные материалы. Показатели эффективности гидроэнергоресурсов этих рек были установлены ориентировочно, по соображениям, основанным на использовании показателей водотоков, расположенных в аналогичных природных условиях и имеющих проектные материалы. Эти ориентировочные подсчеты позволили установить дополнительную величину экономических гидроэнергоресурсов в размере 282 млрд. *квт·ч*, в основном по районам Азиатской части страны; по районам Европейской части СССР почти все основные реки были учтены при указанном выше анализе.

В табл. V.2 приведены основные составляющие, из которых складывается общая величина экономичных гидроэнергоресурсов как по отдельным рекам, так и по СССР в целом.

При определении экономически эффективной части гидроэнергоресурсов нижний предел мощности гидростанций, учитываемых в этих подсчетах, принимался неодинаковым для разных районов.

В районах, имеющих дефицит энергетического топлива, с перспективами большого роста электропотребления, находящихся в зоне существующих энергосистем и характеризующихся сравнительно ограниченными запасами местных гидроэнергоресурсов, нижним пределом мощности гидростанций принималась мощность примерно 20—30 тыс. *квт*. К таким районам относились Мурманская область, обслуживаемая Кольской энергосистемой, и Карелия.

В районах, неосвоенных и малообжитых, за нижний предел мощности гидроэлектростанций принималась мощность 100 *Мвт* и даже более. Это определялось тем, что строительство гидроэлектростанций в таких районах будет оправдано в основном либо для передачи вырабатываемой электроэнергии на сравнительно дальние расстояния — в районы, требующие усиления своего электроснабжения, либо для того, чтобы выстроенная гидростанция могла иметь районообразующее значение в качестве основы для создания и развития новых промышленных центров. К таким районам будут относиться территории, расположенные на крайнем северо-востоке Сибири и Дальнего Востока. Исключением здесь могли бы быть отдельные изолированные энергетические районы, где нижний предел мощности гидроэлектростанций мог быть и меньше.

Наконец, для районов освоенных, с большим электропотреблением и охваченных мощными энергосистемами — нижним пределом мощности гидроэлектростанций, учитываемых для исчисления экономически целесообразных запасов гидроэнергии, принималась мощность порядка 50 тыс. *квт*, так как гидростанции меньшей мощности при указанных условиях будут, как правило, неэффективными, или же не будут иметь значения для крупных энергосистем. К этой группе следует отнести освоенные районы Европейской части СССР, Западной Сибири, Восточной Сибири.

Проведенные в соответствии с изложенными положениями подсчеты позволили оценить величину экономического потенциала гидроэнергии СССР в размере 1095 млрд. *квт·ч* (округленно 1100 млрд. *квт·ч*).

В табл. V.2 и V.3 приведены показатели, характеризующие экономические гидроэнергоресурсы в сопоставлении с потенциальными.

Проектная изученность гидроэнергоресурсов по отдельным районам как по объему, так и по качеству далеко не одинакова, поэтому и обоснованность величины экономически эффективной части гидроэнергоресур-

Таблица V.2

Экономически эффективная часть гидроэнергетических ресурсов в бассейнах рек первого порядка

Бассейн реки	Число учтенных рек в бассейне реки	Их потенциальные ресурсы, млрд. *квт · ч*	Экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов		
			всего		в том числе обоснованно экономическими расчетами, млрд. *квт · ч*
			млрд. *квт · ч*	доля от потенциальных ресурсов, %	
1	2	3	4	5	6
Бассейн Черного и Азовского морей					
Рионн	64	30	8,2	27	6,7
Ингури	24	21	9,1	43	8,9
Кодори	15	14	3,0	21	2,6
Бзыби	9	8	1,7	21	1,5
Кубань	57	37	7,5	20	6,1
Дон	26	8	2,5	31	2,2
Днепр	44	21	11,0	52	10,6
Днестр	41	9	4,0	44	3,5
Дунай	120	15	4,0	27	3,6
Прочие реки	84	31	4,0	13	1,0
Всего в бассейне Черного и Азовского морей	484	194	55	28	46,7
Бассейн Балтийского моря					
Неман	33	5,6	1,8	32	1,5
Западная Двина	21	7,5	4,0	53	3,9
Нева	72	11,8	5,2	44	5,1
Прочие реки	84	5,4	1,2	22	1,2
Всего в бассейне Балтийского моря	160	29,8	12,2	40	11,7
Бассейн Баренцева моря					
Онега	6	4,1	1,0	25	0,9
Северная Двина	27	22,0	6,0	26	5,4
Печора	28	27,0	17,0	60	15,5
Прочие реки	197	32,0	13,0	40	12,0
Всего в бассейне Баренцева моря	258	85,1	37,0	43	33,8
Бассейн Карского моря					
Обь	294	247	94	38	73
Енисей	461	588	288	49	283
Прочие реки	25	21	1	5	—
Всего в бассейне Карского моря	780	856	383	42	356
Бассейн моря Лаптевых					
Лена	484	587	235	40	157,0
Хатанга	13	47	10	21	1,5
Прочие реки	50	51	8	16	3,5
Всего в бассейне моря Лаптевых	547	685	253	37	162
Бассейн Восточно-Сибирского и Чукотского морей					
Индигирка	39	66	16	24	3,9
Колыма	40	104	27	26	1,2
Прочие реки	13	10	1	10	—
Всего в бассейне Восточно-Сибирского и Чукотского морей	92	180	44	24	5,1

Бассейн реки и бессточных озер	Число учтенных рек в бассейне реки	Их потенциальные ресурсы, млрд. *квт* · *ч*	Экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов		
			всего		в том числе обоснованно экономическими расчетами, млрд. *квт* · *ч*
			млрд. *квт* · *ч*	доля от потенциальных ресурсов, %	
1	2	3	4	5	6
Бассейн Берингова моря					
Анадырь	8	24	3	12	—
Камчатка	12	16	1	6	—
Прочие реки	8	15	1	7	—
Всего в бассейне Берингова моря	28	55	5	9	—
Бассейн Охотского моря					
Амур	194	228	58	25	32,5
Прочие реки	74	85	5	6	—
Всего в бассейне Охотского моря	268	313	63	17	32,5
Бассейн Японского моря					
Всего	27	16	1	6	—
Бассейн бессточных озер Средней Азии					
Сыр-Дарья	188	162	44	27	33
Аму-Дарья	399	306	79	26	44
Или	195	36	17	49	5,5
Прочие реки	394	111	10	9	1,5
Всего в бассейне бессточных озер	1176	615	150	24	83
Бассейн Каспийского моря					
Волга	148	114	56	49	54,2
Терек	36	38	7	18	3,8
Сулак	12	21	8	38	7,1
Кура	379	84	19	23	16,7
Прочие реки	88	23	2	9	0,3
Всего в бассейне Каспийского моря	663	280	92	33	82,1
Всего по СССР	4483	3309	1095	33	813

сов неоднородна. Более обоснованными можно считать показатели по районам Европейской части СССР, где проектная документация имеется почти по всем основным водотокам, располагающим существенными запасами гидроэнергии. Менее обоснованными являются показатели по районам Сибири, Дальнего Востока, а также значительной части Средней Азии. Возможность и характер энергетического использования многих водотоков этих районов или недостаточно обоснованы, или же вовсе не установлены проектными материалами.

Анализируя распределение экономического потенциала по территории страны, можно заметить, что величина его определяется не только природными условиями. Большое влияние оказывает обеспеченность

Таблица V.3

Распределение экономически эффективной части гидроэнергетических ресурсов по союзным республикам

Республика	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млрд. *квт · ч*	Технически возможные к использованию гидроэнергоресурсы, млрд. *квт · ч*	Экономические гидроэнергоресурсы	
			млрд. *квт · ч*	доля от потенциальных ресурсов, %
РСФСР	2395	1670	852,0	35,0
Украинская	42	21	17,0	40,5
Белорусская	6	3,1	0,9	15,0
Узбекская	84	27	11,0	14,0
Казахская	163	62	27,0	19,0
Грузинская	135	68	32,0	23,5
Азербайджанская . . .	37	16	7,0	19,0
Литовская	5	2,8	2,2	44,0
Молдавская	2	1,2	0,7	35,0
Латвийская	6	4,0	3,9	65,0
Киргизская	136	73	48,0	35,0
Таджикская	286	144	85,0	30,0
Армянская	19	8,6	6,0	31,5
Туркменская	22	4,8	1,7	7,5
Эстонская	1	0,5	0,05	—
Итого по СССР . .	3338	2106	1095,0	33,0

Таблица V.4

Распределение экономически эффективной части гидроэнергетических ресурсов СССР по экономическим районам

Район	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млрд. *квт · ч*	Технически возможные к использованию гидроэнергоресурсы, млрд. *квт · ч*	Экономические гидроэнергоресурсы	
			млрд. *квт · ч*	доля от потенциальных ресурсов, %
Северо-Западный	99	55	43	43,5
Центральный	14	7,6	6	42,5
Волго-Вятский	15	8,9	7	47,0
Центрально-Черноземный	2,2	0,8	—	—
Поволжский	71	47	41	58,0
Северо-Кавказский	108	53	25	23,0
Уральский	84	56	40	48,0
Западно-Сибирский	144	93	46	32,0
Восточно-Сибирский	848	663	350	41,0
Дальневосточный	1008	684	294	29,0
Донецко-Приднепровский	11	7	6,4	58,0
Юго-Западный	29	13	9,1	32,0
Южный	1,6	1,5	1,5	94,0
Прибалтийский	12	7,4	6,2	51,0
Закавказский	191	92	45	23,5
Среднеазиатский	527	249	146	28,0
Казахстанский	163	62	27	17,0
Белорусский	6	3,1	0,9	15,0
Молдавская ССР	1,9	1,2	0,7	37,0
Итого по СССР	3338	2106	1095	33,0

района расположения рассматриваемых гидроэнергоресурсов энергетическим топливом, а также качество его и стоимость. Так, например, несмотря на исключительно благоприятные природные условия для гидроэнергостроительства в восточных районах страны доля экономических гидроэнергоресурсов здесь в общей величине валового (брутто) гидроэнергопотенциала близка к той, которая имеет место в западных, европейских районах страны, где природные условия для гидроэнергостроительства значительно тяжелее. Объясняется это тем, что восточные районы располагают огромными ресурсами дешевого угля, обеспечивающими получение электроэнергии на тепловых электростанциях по стоимости, близкой к стоимости гидроэлектроэнергии; в европейской части страны более дорогое энергетическое топливо при ограниченности его запасов создает благоприятные условия для вовлечения в эксплуатацию относительно менее экономичных гидроэнергоресурсов.

В целом по СССР имеют место значительные колебания по районам страны удельного веса экономически эффективной части гидроэнергоресурсов в общей величине потенциальных ресурсов гидроэнергии.

Таким образом, экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов — величина переменная, зависящая от энергетических и экономических условий района и меняющаяся во времени, причем эти изменения могут происходить в значительных пределах.

Основными факторами, влияющими на изменение величины экономически эффективной части гидроэнергоресурсов, являются:

а) степень изученности энергоресурсов района и прогресс в области проектирования и строительства отдельных видов электростанций;

б) расчетный уровень развития экономики района, а также уровень и режим электропотребления;

в) удельный вес гидроэнергии в балансе энергетической системы (района), вид и экономические показатели «замыкающего» топлива;

г) комплексность использования водных ресурсов.

Глава шестая

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МОРСКОГО ПРИЛИВА

РЕЖИМНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИЛИВНОЙ ЭНЕРГИИ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Явление морского прилива состоит в периодических подъемах и спадах уровня моря, которые в открытом море мало заметны, у берегов достигают 10 *м*, а в отдельных случаях еще большей величины. Приливы происходят вследствие взаимодействия сил притяжения системы Земля — Луна — Солнце и центробежных сил, возникающих при вращении Земли вокруг общего с Луной и Солнцем центра тяжести. В результате вокруг Земли возникает поле приливообразующей силы, имеющее эллипсообразную форму. Больша́я ось этого эллипсоида направлена в сторону приливообразующего светила, в данном случае Луны (рис. VI. 1). Таким образом, приливная волна (вследствие наличия двух выпуклостей эллипсоида приливообразующей силы) дважды в течение суток обегает земной шар. Поэтому в каждой данной точке побережья наблюдаются две полных и две малых воды. Ввиду того, что за время одного оборота Земли главное приливообразующее светило — Луна — перемещается на 1/29 часть своей орбиты, время полной (или малой) воды запаздывает и по отношению к предыдущей на 25 *мин*.

Солнце по аналогичному закону также вызывает приливы, имеющие суточную периодичность. Ввиду большего удаления Солнца его приливообразующая сила в 2,17 раза меньше лунного прилива.

Сложение солнечного и лунного приливов в сочетании с конфигурацией дна моря — русла каналов, подводящих приливную волну к берегу, и дает то многообразие по характеру и величине приливных явлений, которое можно наблюдать в различных пунктах береговой линии мирового океана. При этом могут быть названы закономерности, позволяющие выделить следующие основные характеристики приливов.

Правильные полусуточные приливы определяются преобладанием лунной составляющей полусуточного периода, при которой наблюдается строгая закономерность прохождения приливной волны за 6 *час* 12 *мин* и смена ее отливом, проходящим также за 6 *час* 12 *мин*. Высоты последовательных малых и полных вод незначительно отличаются друг от друга по высоте. Прохождение этих приливов в районах мелководья приводит к сдвигу времени малэй и полной воды, но продолжительность общего цикла прилив — отлив остается неизменной и равна 12 *час* 25 *мин*.

Правильные суточные приливы характеризуются преобладанием составляющих суточного периода и прохождением цикла за 24 *час* 50 *мин*, при котором в течение суток наблюдается лишь по одной явно выраженной полной и малой воде. Все остальные приливы характеризуются различным сочетанием этих двух закономерностей.

На большинстве побережий, представляющих интерес в энергетическом отношении, прилив имеет правильный полусуточный характер (рис. VI. 2). Суточный ход явления изображает синусоидальная кривая хода уровней (рис. VI. 3).

Потенциальная энергия явления, очевидно, соответствует отклонению уровня моря от положения равновесия (среднего уровня прилива). При этом за 6 *час* 12 *мин*, соответствующие полуциклу, потенциальная энергия изменяется также по закону синусоиды от нуля до максимума и угасает до нуля.

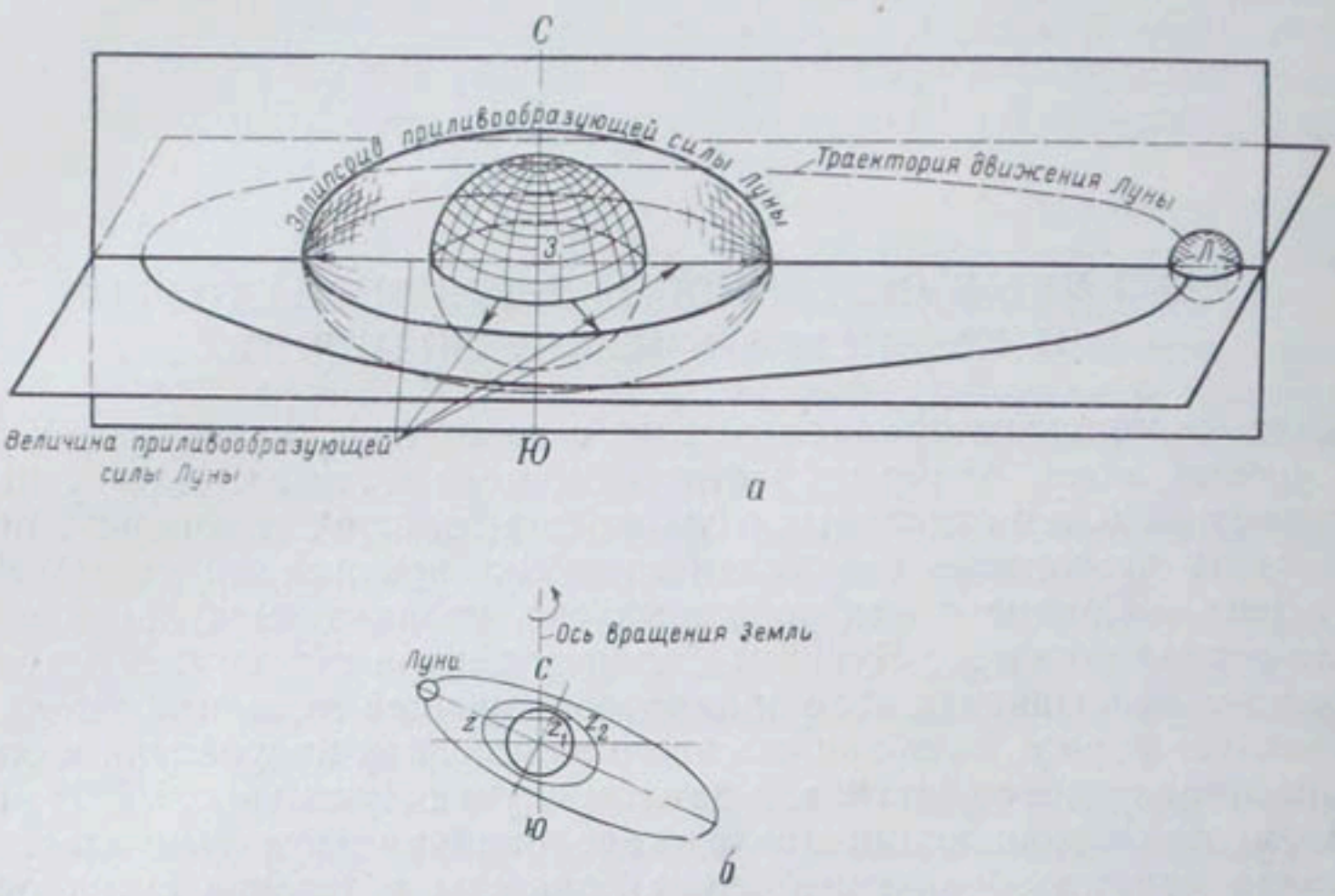


Рис. VI.1. Схематическое изображение эллипсоида приливообразующей силы Луны [1].

а — нулевое склонение Луны (Луна в апогее); *б* — объяснение суточного неравенства приливов вследствие склонения Луны ($ZZ_1 > ZZ_2$). Луна в перигее при северном склонении 25°

В следующие 6 *час* 12 *мин* полуцикл повторяется с обратным знаком. Таким образом, уже в естественном ходе явления заложено непрерывное изменение величины его энергии от нуля до положительного максимума и до нуля, а затем до отрицательного максимума и опять до нуля. Это колебание энергии с переходом через нулевые значения с периодичностью, проходящей в лунном времени (в солнечные сутки два неполных периода по 12 *час* 25 *мин* каждый), и определяет неравномерность приливной энергии в *течение суток*. Если учесть, что при использовании этой энергии в гидроагрегатах приливной электростанции требуется остановка приливного потока для образования перепада, необходимого для вращения турбины, то становится очевидным, что к суточной неравномерности прибавляется еще один недостаток приливной энергии — ее прерывистость.

На рисунке, изображающем приливную синусоиду для правильного полусуточного прилива в течение лунного месяца (см. рис. VI. 2), показано, что амплитуда прилива изменяется в течение этого времени почти в три раза. Это внутримесячное колебание амплитуды (энергии) прилива объясняется сочетанием приливообразующей силы Луны и Солнца. При совместном действии приливообразующей силы обоих светил (Луна, Солнце, Земля на одной прямой) наблюдается максимальный прилив (сизигия). При их противоположном действии (Луна — Земля — Солнце

расположены в вершинах прямоугольника) наблюдается наименьший прилив (квадратура).

Период этого неравенства имеет продолжительность в среднем 14,7 суток. Полный учет всех неравенств прилива требует изучения приливных колебаний значительно более длительного периода — 18 лет

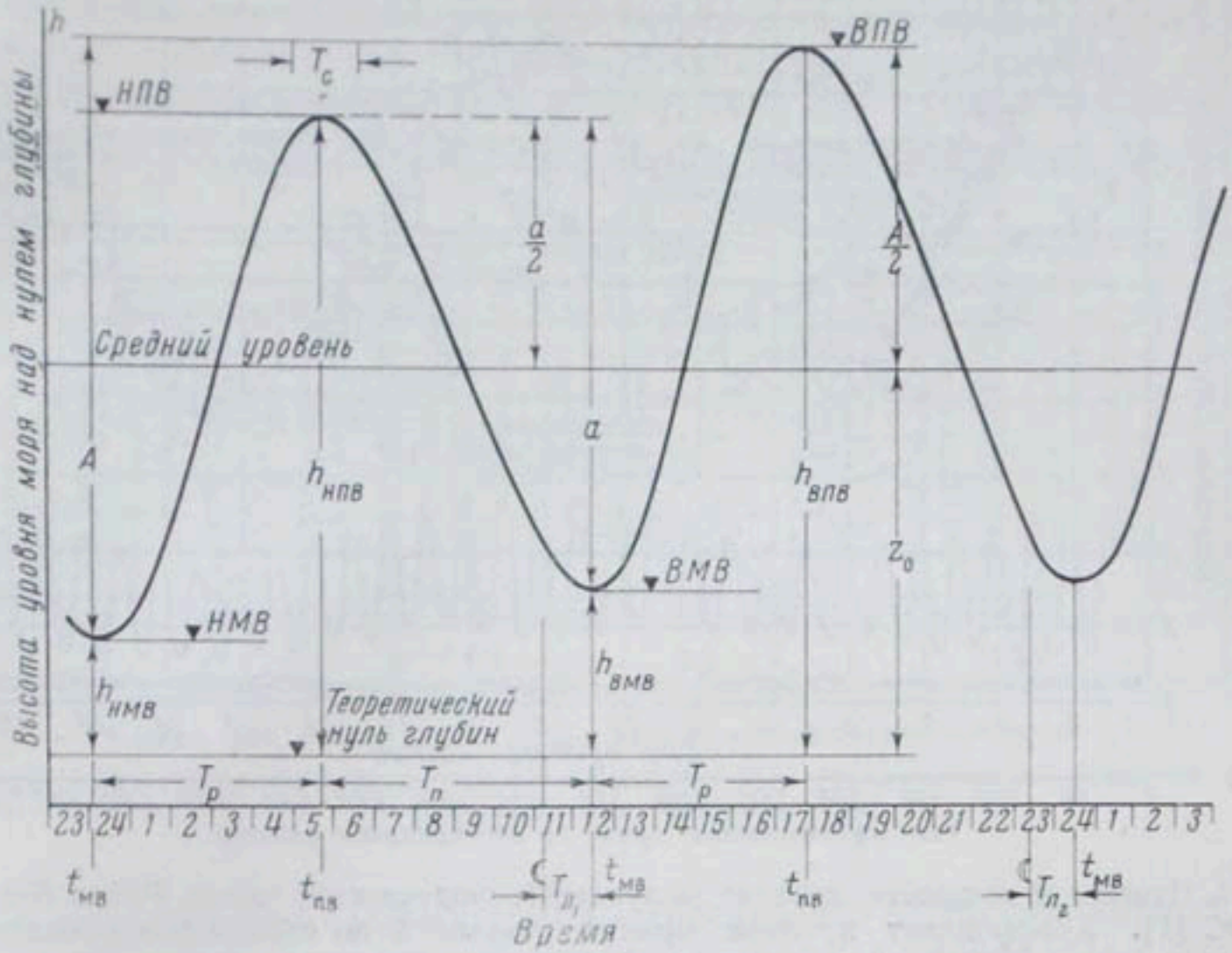


Рис. VI.3. Элементы прилива

$h_{ВПВ}$ — высота высокой полной воды; $h_{НМВ}$ — высота низкой малой воды; $h_{ВМВ}$ — высота высокой малой воды; $A/2 = h_{ВПВ} - Z_0$ — большая полуамплитуда приливов за сутки; $a/2 = h_{НПВ} - Z_0$ — малая полуамплитуда приливов за сутки; A — амплитуда приливов; $h_{НПВ} - h_{ВМВ}$ или $h_{ВПВ} - h_{ВМВ}$ — и т. д. — разность высот последовательных полной и малой воды прилива; Z_0 — высота среднего уровня моря над нулем глубин; $A = h_{ВПВ} - h_{НПВ}$ — большая амплитуда приливов за сутки; $a = h_{НПВ} - h_{ВМВ}$ — малая амплитуда приливов за сутки; $T_р = t_{ПВ} - t_{МВ}$; $T_р$ — продолжительность роста или подъема уровня, $T_п$ — продолжительность падения уровня; $T_с$ — продолжительность стояния уровня; $T_л$ — лунный промежуток

(223 лунных месяца). Однако анализ годичных непрерывных наблюдений за ходом уровней показывает, что для энергетического использования за расчетный период регулирования может быть принят синодический месяц, продолжающийся 29,5 суток. За это время основная гармоническая закономерность прилива повторяется два раза, так как Луна, обернувшись вокруг Земли один раз, пройдет важнейшие фазы (две сизигии и две квадратуры, перигей и апогей, северное и южное склонение).

В периоде синодического месяца, как правило, укладывается равное и целое число амплитуд. При этом обеспеченность различных амплитуд внутри этого периода для различных синодических месяцев года имеет незначительную разницу. Стремление выравнять эту внутримесячную, а также указанную выше суточную неравномерность и прерывистость приливной энергии и было основой довоенных зарубежных проектов использования приливной энергии и, как показывает анализ [1], явилось причиной неэкономичности всех довоенных проектов ПЭС. Источником дороговизны этих ПЭС, в том числе ПЭС Абер Врак и Кводди, строительство которых было начато и прекращено, была необходимость сооружения специальных установок, дублирующих мощность ПЭС для выравнивания ее собственной работы.

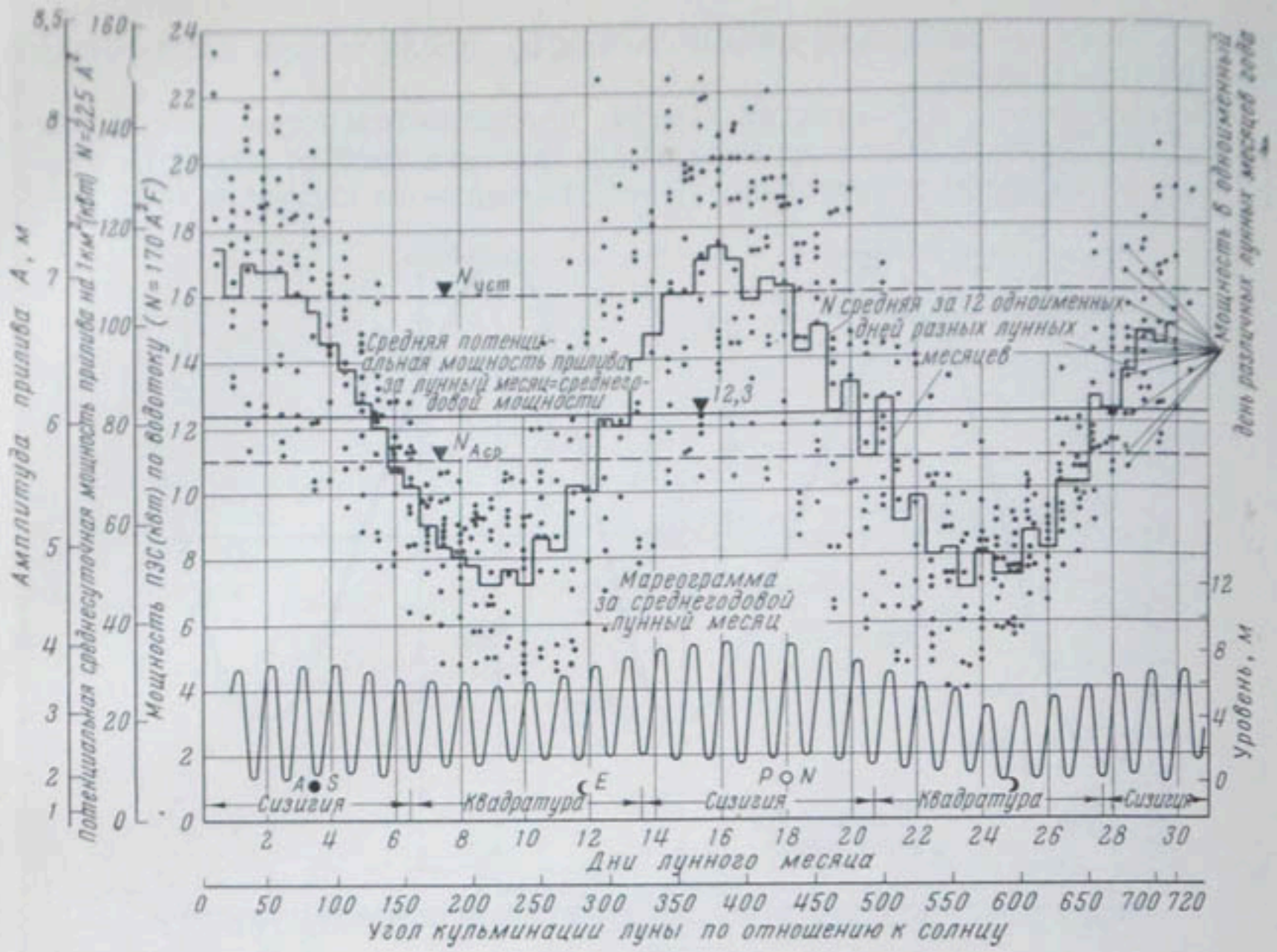


Рис. VI.4. Изменение мощности прилива за лунный (синодический) месяц. Район Беломорской ПЭС [1]. Коэффициент прилива принят равным 2 по отношению к основному пункту Сосновец

Новые методы использования приливной энергии, разработанные в СССР [1] и во Франции [3], исходят из того положения, что стремление получить от прилива поток непрерывной и равномерной энергии, принципиально не верно, ибо этими характеристиками не обладает само явление; с другой стороны, анализ приливного явления показывает, что под внешней оболочкой таких его свойств, как кратковременная прерывистость и неравномерность, скрыты весьма важные качества, использование которых может иметь положительное значение для современной энергетики

Выше, при рассмотрении неравномерности приливных колебаний от сизигии к квадратуре, было установлено, что периодом этой неравномерности является синодический лунный месяц, в пределах которого главные приливообразующие факторы проходят через все свои характерные фазы (см. рис. VI. 2). Эта закономерность изменения прилива внутри месяца, определяемая астрономическими причинами, дает неизменность полного месячного цикла для других лунных месяцев в году. Поэтому, если взять не среднее значение амплитуды для всех одноименных дней 12,35 лунных месяцев в году, а среднее значение для всех 29,5 дней данного месяца, то окажется, что это среднее значение амплитуды прилива является величиной практически неизменной для остальных месяцев данного и любого другого года. На графике рис. VI. 4 это изменение амплитуды в течение месяца и неизменность ее в году представлены соответственно в виде ломаной и прямой. Энергия приливной волны — функция ее амплитуды (см. формулу VI. 5, стр. 170), поэтому изменение амплитуды прилива отображает колебания энергии прилива.

Таким образом, все точки и линии, находящиеся в поле графика, могут читаться как амплитуды в метрах или как мощность в тысячах и

миллионах киловатт. Ординаты графика показывают величину амплитуды прилива в метрах, удельную энергию (на шкале она обозначена как потенциальная среднесуточная мощность), которую несет прилив на 1 $км^2$ бассейна, и энергию прилива для всего бассейна, которую может реализовать приливная электростанция (см. формулу VI.6 и VI.7, стр. 170). По оси абсцисс указано время в числах лунного месяца, выраженное в градусах угла кульминации Луны по отношению к Солнцу. Этот угол отсчитывается от 0 до 360° (так как лунный месяц имеет две кульминации, отсчет по второй шкале оси абсцисс идет до 720° — сизигия).

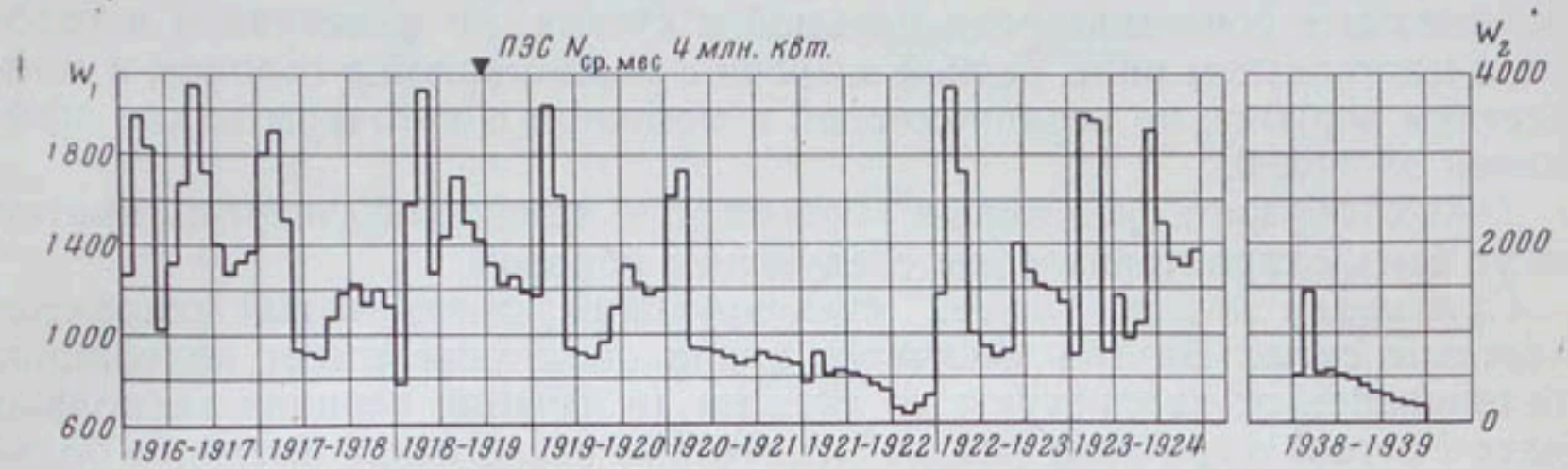


Рис. VI.5. Сравнение колебания среднемесячной мощности речной и приливной энергии $N_{ПЭС}$ — 14 млн. квт; отдача — 36 млрд. *квт·ч*; использование мощности $\gamma = 30\%$; $N_{ГЭС}$ — 2,3 млн. квт; отдача — 10 млрд. *квт·ч*; $\gamma = 52\%$; W_1 — среднемесячная мощность ГЭС; W_2 — среднемесячная мощность ПЭС

В нижней части графика дана мареограмма за среднегодовой лунный месяц с соответствующей ему отдельной шкалой уровня моря. Эта мареограмма фиктивна, так как указанное на ней изменение уровня моря взято не из наблюденного ряда, а получено для каждого дня как соответствующее среднему значению амплитуд 12 одноименных дней всех лунных месяцев в году.

Из анализа графика видно, что средняя величина энергии (мощности) прилива в течение лунного месяца оказывается, так же как и величина средней амплитуды, неизменной для любого месяца и любого года ввиду постоянства астрономических факторов. Это определяет основное положительное свойство приливной энергии — неизменность значения среднемесячной мощности в годовом и многолетнем ряде, т. е. коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s для среднемесячных значений приливного ряда равны нулю. Этим приливная энергия выгодно отличается от речной.

Для иллюстрации указанного положения на рис. VI. 5 дано сопоставление среднемесячных мощностей Волжской ГЭС имени В. И. Ленина с таким же показателем в створе Беломорской приливной электростанции. В отличие от резко изменчивой среднемесячной энергии речной ГЭС энергия приливной электростанции характеризуется постоянством среднемесячной мощности — прямой линией на графике. При рассмотрении этого графика следует учесть, что фактическая (мгновенная) мощность сравниваемых электростанций, участвующая в пике нагрузки, будет значительно больше. Так, для Волжской ГЭС имени В. И. Ленина она редко оказывается ниже установленной (2,3 млн. *квт*), а для Беломорской ПЭС при установленной мощности 14 млн. *квт* обеспеченная пиковая мощность может составить 11 млн. *квт*.

Ввиду невозможности создания водохранилища значительной емкости, Волжская ГЭС имени В. И. Ленина в период паводка «спускается в базис», вынуждая совместно работающие тепловые станции перейти на это время в невыгодные для них переменные режимы. Кроме того, ввиду

несоответствия потребления энергии законам формирования речного стока (максимум потребления совпадает с зимней меженью) тепловые станции должны принять на себя сезонное компенсирование той части энергии, которую не может выдать в маловодные годы Волжская ГЭС имени В. И. Ленина.

Следовательно, достоинство приливной энергии состоит в неизменности среднемесячного количества энергии для года любой водности, которое, как будет показано далее, может быть трансформировано в обеспеченную мощность. В реализации этого преимущества и находится решение проблемы использования приливной энергии. Необходимо найти рациональное сочетание регулируемой в сутках, но изменчивой в годовом и многолетнем ряде речной энергии с равномерной в годовом и многолетнем периоде, но неравномерной в месячном и суточном цикле приливной энергией.

Таким образом, режимные особенности приливной энергии кратко могут быть охарактеризованы следующим образом.

Приливная энергия имеет пульсирующий прерывистый характер *в течение суток*. Внутри месячного цикла она также имеет колебания: увеличиваясь от квадратуры до сизигии (в течение периода несколько более 7 суток) *в три раза* (малообеспеченные отклонения, имеющие большую амплитуду и достигающие девятикратного колебания, не учитываются). *В сезонном, годовом и многолетнем* цикле среднемесячная величина приливной энергии практически неизменна.

ВОЗМОЖНОСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ПРИЛИВОВ

Известно, что для энергосистем, охватывающих наиболее развитые районы потребления, эффективное покрытие пиковой нагрузки является весьма важной задачей. Актуальность этой проблемы в перспективе возрастет. Очевидно, что в условиях дефицита пиковых мощностей в объединении энергосистем Европейской части страны значение приливной энергии может быть выявлено при условии обеспечения возможности ее работы в пиковой части графика нагрузок.

Мощность прилива, гарантированная в силу своей природной сущности в любой период любого года, независимо от его водности, и ограниченная продолжительность этой мощности в течение суток позволяет использовать приливную энергию именно в пиковой части графика потребления.

Решение задачи требует совмещения часов работы ПЭС с часами пикового потребления и обеспечения выдачи гарантированного количества энергии независимо от фазы Луны. Это может быть достигнуто путем использования *насосного эффекта* при обратимой работе приливных гидроагрегатов и *совместной работой ПЭС* в энергетической системе вместе с тепловыми электростанциями и с водохранилищными речными ГЭС для межсизигийного регулирования.

Сущность насосного эффекта заключается в подкачке бассейна ПЭС выше горизонта полной воды (или откачке ниже уровня малой воды), за счет использования мощности тепловых станций в часы провала графика нагрузок. В этом случае энергия прилива аккумулируется и может быть реализована в любое время независимо от фазы прилива (рис. VI. 6). Ввиду того, что подкачка (откачка) должна осуществляться в периоды, близкие к полной (малой) воде, к.п.д. насосного аккумулирования ПЭС в отличие от НАЭС оказывается выше 100%, так как сработка через турбины аккумулированного объема морской воды осуществляется на напоре, превышающем высоту подачи насосом (вследствие

снижения уровня моря при отливе или повышения в прилив). Создание обратимых капсюльных агрегатов с горизонтальной осью вращения, работающих с высоким к.п.д. в шести режимах (прямая, обратная турбинная и насосная работа; прямой и обратный пропуск), обеспечивает возможность гибкой эксплуатации ПЭС не только для покрытия пиковых нагрузок, но и для использования свободной мощности тепловых электростанций в часы их неполной нагрузки.

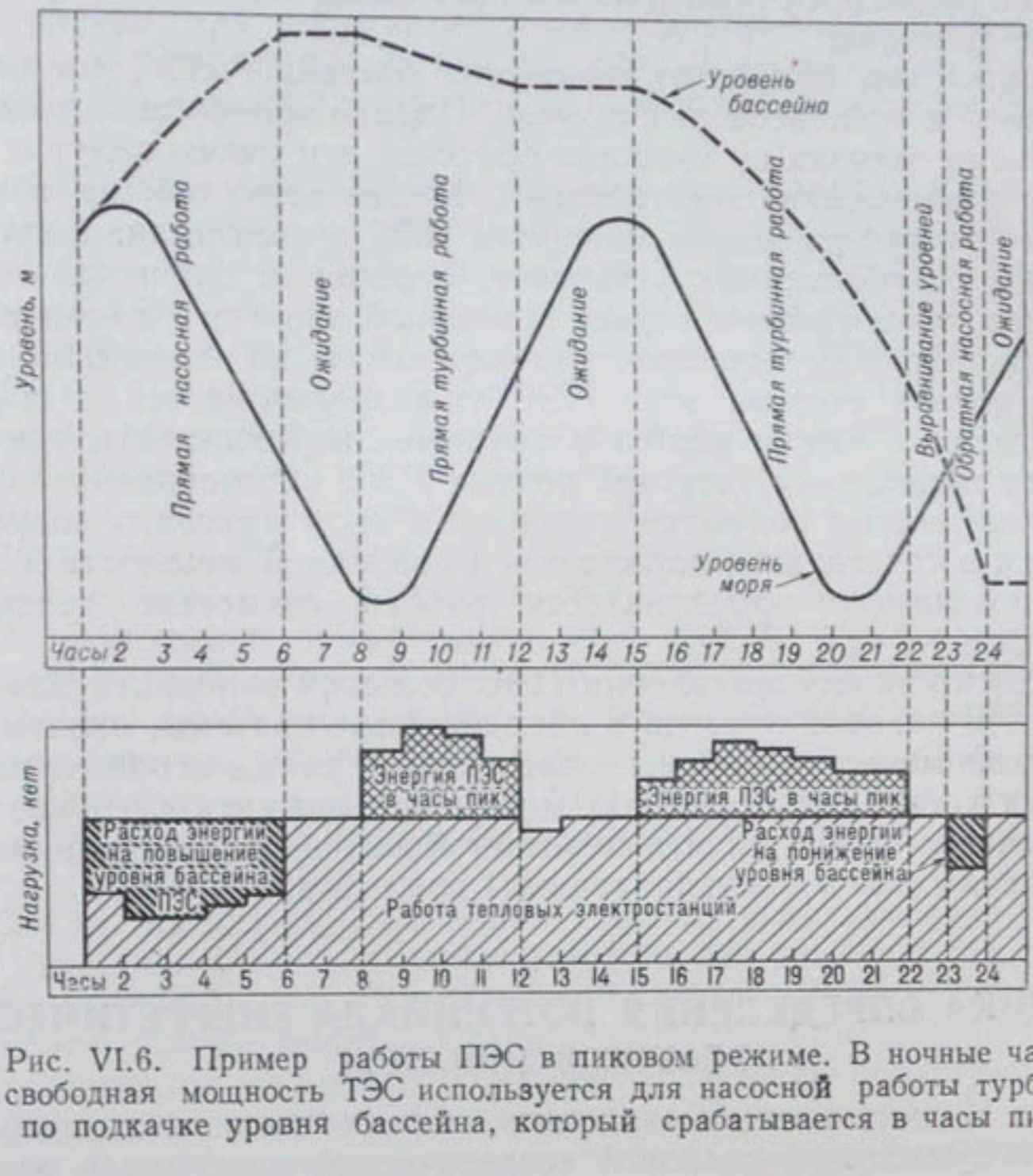


Рис. VI.6. Пример работы ПЭС в пиковом режиме. В ночные часы свободная мощность ТЭС используется для насосной работы турбин по подкачке уровня бассейна, который срабатывается в часы пик

Для компенсирования недостающей энергии ПЭС в квадратурный период до уровня средних амплитуд возможно использование водохранилищ совместно работающих речных ГЭС. Ввиду краткосрочности периода неравномерности приливной энергии (14,7 суток) и относительно небольшой амплитуды колебаний ее мощности (практически ввиду малой обеспеченности экстремных отклонений изменение мощности от квадратуры к сизигии не превышает трехкратной величины) необходимый энергетический объем для межсизигийного (внутримесячного) компенсированного регулирования ПЭС составляет всего 1% годовой отдачи. При такой совместной работе ПЭС и ГЭС в водохранилище речной ГЭС в период сизигийных амплитуд за счет увеличения мощности ПЭС будет экономиться вода, которая сработается на турбинах речной ГЭС в период квадратур.

Для реализации сэкономленной воды на речной ГЭС необходимо установить дополнительную мощность, величина которой в зависимости от плотности графика нагрузок может достигнуть $^1/_3\ N_{\text{пэс}}$.

В ряде благоприятных случаев за счет маневренного использования регулирующих возможностей речных ГЭС необходимость в установке

дублирующей мощности отпадает. Таким образом, становится очевидным, что в условиях современной энергетики появляется возможность эффективного использования приливной энергии, которая обеспечивает выдачу в объединенную энергосистему гарантированной мощности.

Поэтому представляется целесообразным осуществить такие схемы ПЭС, которые позволят получить максимальное количество приливной энергии для выработки пиковой мощности при относительно наименьших затратах. Исследование показывает [1], что эта задача наиболее эффективно решается с помощью мощных однобассейных ПЭС одно-двустороннего действия.

Принципиально возможно разделить бассейны ПЭС на несколько частей (двух- и трехбассейные схемы). Однако вследствие прямой зависимости съема энергии от площади бассейна эти схемы ведут к соответственному уменьшению энергоотдачи. Кроме того, они не исключают необходимости дублирования мощности ПЭС в период квадратур.

Плотины однобассейных установок, отсекая от моря акватории целых заливов, обеспечивают захват приливной энергии в таком виде, как дает ее природа. Прерывистые, пульсирующие, но неизменно гарантированные потоки энергии этих ПЭС трансформируются в обратимых гидроагрегатах и направляются в крупные энергосистемы, где они используются совместно с энергией речных ГЭС, обеспечивая в соответствующей комбинации покрытие нагрузок в часы пикового потребления. Этот режим в сочетании с поглощением свободной мощности ТЭС обеспечивает повышение эффективности работы совместно действующих электростанций.

Необходимость осуществления ПЭС большой мощности для обеспечения выдачи пиковой энергии в объединенные системы, охватывающие крупные экономические районы, определяется также ограниченным числом речных установок, в которых можно осуществить глубокое регулирование речного стока для межсизигийной компенсации спада мощности ПЭС в периоды слабых (квадратурных) приливов.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПРИЛИВА

В главе II дано понятие «валового теоретического потенциала энергии реки». Суммарный «валовой теоретический потенциал» всех водотоков земного шара определяется величиной 3,75 млрд. *квт* [4, 5].

Для энергии прилива установившегося понятия валового теоретического потенциала в настоящее время еще не существует. По нашему мнению, этому понятию может соответствовать средняя энергия, необходимая для подъема — опускания всей массы вод мирового океана на среднюю высоту прилива с учетом образующейся при этом скорости. Для характеристики этой энергии в литературе можно встретить самые различные цифры, иногда выражаемые астрономическими величинами. Так, названная Гюнтером [6] мощность прилива в 8 триллионов *квт* при некритическом отношении к ней привела к появлению другой еще более фантастической цифры годовой энергии прилива в $7 \cdot 10^{16}$ *квт·ч* [7], полученной путем арифметического умножения 8 триллионов *квт* на число часов в году. Уменьшение этой цифры до $7 \cdot 10^{14}$ *квт·ч* [8] или приводимая Виккертом [9] мощность прилива в 40 млрд. *квт* представляются также необоснованными. Эта мощность получена на основании неверного предположения о том, что прилив дает постоянный потенциал в виде превышения на 70 *см* уровня моря на протяжении 25,6 тыс. миль морского побережья и постоянно действующей скорости потока, вызываемой этим подъемом [10].

При определении потенциала приливообразующей силы современная наука базируется на глобальном энергетическом балансе. Составляя этот баланс, Джеффрис [11] исходил из того положения, что возмущающее действие, оказываемое лунно-солнечным потенциалом на поверхность земного шара, порождает океанские приливы, амплитуда которых очень мала. Ввиду незначительности этих движений и вызываемых ими приливных скоростей течения в глубоких океанах трение в них особой роли не играет и рассеивания энергии здесь не происходит.

Стоячая волна прилива, зарожденная в глубинах и на просторах мирового океана, при соприкосновении с материковой отмелью трансформируется в прогрессивную волну, продвигающуюся в прибрежные районы мелководного моря с большими скоростями и высокими амплитудами.

Встречая здесь отмели, пороги, сужения, приливная волна рассеивает свою энергию на трение и перемешивание потоков. Движение ее может быть определено и рассчитано по законам гидродинамики. Основываясь на этом принципе, Тейлор [14] предложил метод расчета энергии, рассеиваемой приливом, и подсчитал ее для бассейна Ирландского моря.

Джеффрис применил метод Тейлора для определения рассеиваемой приливом энергии в других мелководных морях и получил общую величину рассеиваемой энергии при средних приливах, равную примерно 1 млрд. *квт*, в том числе (в млн. *квт*): Ла-Манш — 55, Ирландское море — 30, Северное — 35, Желтое — 55, Охотское — 20, Берингово — 750, Малакский пролив — 35, Гудзонов залив — 10, Фанди — 20 и залив Фокс — 70. Критерием правильности этой цифры может быть замедление вращения земли, которое является следствием приливного трения [1]. Действительно, замедление вращения Земли, вызванное приливом, высвобождает энергию, равную 1,5 млрд. *квт* [2]. Из этого количества $^2/_3$ рассеивается на трение морского прилива вблизи берегов, а остальную часть следует отнести за счет приливов земной коры и ядра, а в небольшой части и атмосферы [3].

Поскольку все наши современные проекты использования приливной энергии относятся к мелководным районам, то, казалось бы, в качестве реального критерия для определения валового энергопотенциала приливной волны можно принять именно эту форму приливной энергии, которая рассеивается на трение и поддается объективной оценке, обоснованной физической сущностью явления.

Однако можно ли принять этот потенциал, который зарождает стоячая волна прилива в глубинах мирового океана и передает ее в «менее глубокие моря, где, несомая сильными течениями, порождаемыми приливной волной, имеющей большей частью поступательный характер, она рассеивается на преодоление трения вязкости и турбулентности» [15] за валовой энергопотенциал прилива?

Простое сопоставление мощности, рассеиваемой на трение, которая определена для эстуария Ранс в створе строящейся установки (60 тыс. *квт*) с ее проектной мощностью (240 тыс. *квт*), показывает, что рассеиваемая энергия не может быть мерилом потенциальной энергии прилива. Поэтому увеличение приливной энергии, отбираемой в условиях ПЭС, по сравнению с бытовым режимом может быть объяснено трансформацией хода прилива, достигаемой при сооружении плотины ПЭС. Действительно, при искусственном регулировании приливной энергии мы можем полностью устранить сдвиг фазы течения и уровня и достигнуть

---

[1] Выше уже указывалось, что выступ приливой волны всегда направлен к приливообразующему телу (см. рис. VI.1) и вследствие того, что Земля вращается вокруг своей оси быстрее соответствующего вращения этого тела, приливная волна перемещается фактически навстречу вращению Земли, вызывая замедление этого вращения.

[2] Общая энергия вращения Земли равна $8 \cdot 10^9$ *квт*.

симум скорости будет получен при подходе к экстремам колебаний уровня. Физическая сущность этого эффекта регулирования может быть объяснена как результат перераспределения энергии прилива из океана в мелководные моря и концентрации ее в створе ПЭС.

Таким образом, аналогия приливной энергии с энергией речного водотока оказывается нарушенной. Приливная электростанция может дать энергии больше той, что рассеивается на трение [3]. В отношении общего баланса энергии это положение может быть объяснено отбором энергии стоячей приливной волны, зарождающейся в океане и расходуемой в космических процессах. При этом будет нарушен баланс энергии, дающий современное замедление вращения Земли. Такое нарушение при больших размерах установки может привести к практически измеряемым результатам. Так, например, по расчетам Жибра [3, 16] изменение режима приливов, вызванное отбором мощности для приливных электростанций, в размере еще 1 млрд. *квт* (дополнительно к рассеиваемым 1,5 млрд. *квт*) привело бы к дополнительному замедлению вращения Земли на 1 день в течение 2000 лет.

В качестве валового (полного) энергопотенциала прилива можно рассматривать величину мощности, определяемую применительно к конкретной акватории, намеченной в качестве бассейна ПЭС.

В работах французских авторов даются формулы определения приливной энергии в намеченном створе по основным уравнениям гидродинамики и теории прилива, связывающим ход уровня поверхности моря и течения [1].

При этом для определения энергетического потенциала данного приливного бассейна рассматривается прежде всего энергия, передаваемая приливом через входное сечение S (разрез), отделяющее его от внешней акватории.

Мгновенная мощность, проходящая через сечение S в функции времени t, равна

$$N(t) = g\xi Q;$$

здесь ξ — величина, характеризующая изменение высоты моря по отношению к его среднему уровню; так как ξ и Q изменяются по закону синуса со сдвигом фазы на угол φ, то средняя мощность, проходящая через разрез в течение одного периода, равна

$$N_{ср} = \frac{\xi_{макс} Q_{макс}}{2} \cos\varphi. \qquad \text{(VI.1)}$$

Величина $\cos\varphi$, выражаемая сдвигом фаз уровня и скорости, может быть определена для каждого конкретного створа.

Таким путем, располагая по данным наблюдений кривыми $\xi(t)$ и $v(t)$ и устанавливая по этим данным $\cos\varphi$, можно построить кривые $N(t)$.

При этом возможны несколько характерных сочетаний кривых уровня и скорости (рис. VI. 7): а) когда их фазы совпадают (верхний график); б) когда скорость опережает изменения уровня на $^1/_4$ периода (см. нижний график).

В обоих случаях кривая передаваемой мощности остается синусоидной, но средняя величина мощности, которая может быть получена планиметрированием площади, ограниченной синусоидой — при дефазаже (сдвиге фазы скорости по отношению к фазе уровня), уменьшается и в пределе становится равной нулю.

Средняя мощность приливной волны, передаваемая в данный залив, может быть определена и без планиметрирования графиков мгновенных

---

[1] Подробнее см. [1, главы 2—4].

ощностей, а путем непосредственного расчета по данным наблюдений корости и уровня на основании замера и расчета величин, входящих в ормулу

$$N = \frac{S\gamma g \xi_0 v_0}{2} \sin \frac{2\pi}{T} \delta, \qquad \text{(VI.2)}$$

де ξ_0 — амплитуда колебаний уровня по отношению к среднему уровню моря;

v_0 — максимальная скорость в узлах, считаемая положительной в направлении прилива; δ — сдвиг фазы скорости и уровня, выраженный в долях полупериода T.

S — площадь сечения залива ($км^2$), через которую передается мощность N.

Передаваемая энергия будет равна нулю, если остановка течения овпадет с временем полной воды ($\delta = 0$).

Максимальное значение N будет иметь место при остановке прилив-ого течения через $^1/_4$ периода после полной воды (эти экстремальные лучаи изображены на графике ис. VI. 7).

Такой путь определения потен-иальной энергии прилива, осно-анный на замере хода уровней скоростей в ряде створов, необ-одим при разработке проектов ЭС.

Без этих паралятров для пред-арительной кадастровой оценки ак всех приливных энергоресур-ов страны, так и отдельно рас-матриваемого бассейна необхо-им более простой метод (анало-ично техническому потенциалу ечного потока), который в дан-ых условиях может быть основан а определении работы, произво-имой приливом в течение года ри подъеме и опускании уровня бассейне.

В этом случае основными ар-ументами для выражения мощно-ти установки явятся не расход и апор (которые могут быть полу-ены в дальнейшем расчете после егулирования энергии прилива), площадь бассейна F $км^2$ и ам-литуда прилива A, равна $2a$, $м$.

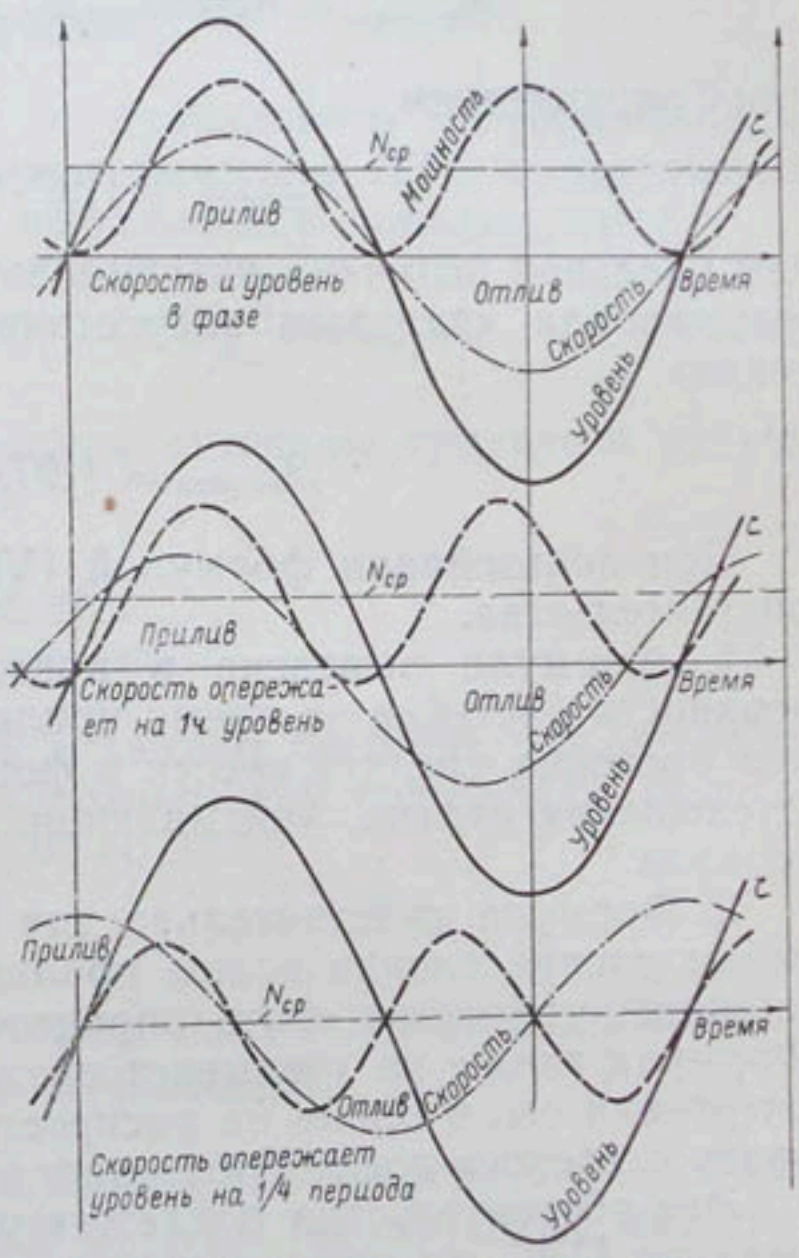


Рис. VI.7. Кривые мощности, уровня и скорости прилива

Работа, совершенная приливом за приливно-отливный цикл в услов-ом предположении отсутствия поверхностных уклонов, т. е. при мгно-енном заполнении бассейна и равенстве в формуле (VI. 1) значений ξ вершине и устье залива, определится умножением веса поднятой и опу-щенной приливом воды ($2a\gamma$ 10^9 $кг$) на высоту a поднятия центра тя-жести этого объема

$$P = 2a^2 \cdot 10^9 F 1{,}026 \ [кГм].$$

Работа, совершенная приливом за сутки, будет равна $3{,}87P$ (3,87 ко-ебания прилива). При делении выражения суточной работы прилива а число секунд в сутках и введении коэффициентов для перехода от

килограммометров к киловаттам получим среднесуточную потенциальную мощность прилива

$$N_{\text{потенц}} = \frac{3{,}87 \cdot 2a^2 \cdot 10^9 F \cdot 1{,}026 \cdot 0{,}736}{75 \cdot 24 \cdot 3600} = 900a^2F\ (квт),$$

или, вводя полную высоту амплитуды A, получаем простую формулу мощности прилива брутто в данном заливе

$$N_{\text{потенц}} = 225\,A^2\,F\ (квт).$$

Эта мощность не может приниматься для определения установленной мощности ПЭС, так как она берется средней, действующей непрерывно, и если принять амплитуду прилива $A = A_{\text{ср}}$, то она может рассматриваться как некоторая фиктивная величина, необходимая для определения годового запаса потенциальной энергии приливного бассейна; эта величина будет равна:

$$Э_{\text{потенц}} = 8760N_{\text{потенц}} = 8760 \cdot 225\,A_{\text{ср}}^2F\ (квт \cdot ч),$$

или с округлением

$$Э_{\text{потенц}} = 1{,}97 \cdot 10^6\,A_{\text{ср}}^2F\ (квт \cdot ч), \qquad \text{(VI.4)}$$

или удельная величина потенциальной энергии 1 $км^2$ бассейна, которую мы назвали «валовым энергетическим потенциалом приливного бассейна»,

$$Э_{\text{потенц}} = 1{,}97 \cdot 10^6\,A_{\text{ср}}^2\ (квт \cdot ч). \qquad \text{(VI.5)}$$

При пользовании формулой (VI.5) следует учитывать два важных обстоятельства.

1. Формула выведена в предположении постоянства водной поверхности бассейна за время приливного цикла. Для случая обнажения дна бассейна следует внести в формулу соответствующий коэффициент уменьшения отдачи, учитывающий закон изменения площади водного зеркала.

2. Формула действительна для бассейна, размер которого в направлении распределения волны прилива равен или меньше длины волны прилива, что может быть определено по картам котидальных линий. Формула также не учитывает возможного влияния рельефа бассейна и очертания его в плане на распространение прилива, которое может вызвать «перекос» водной поверхности, сдвиг фазы или явление резонанса.

Эти обстоятельства подлежат учету в процессе детального проектирования ПЭС, но при наличии достаточно глубоких бассейнов со значительными приливами для предварительной оценки потенциальной энергии прилива такой способ дает удовлетворительные результаты.

В этих же условиях, пользуясь графическим методом регулирования приливной энергии на максимум отдачи [1], можно приближенно опреде-

---

[1] Графический метод регулирования ПЭС на максимум отдачи, предложенный Л. Б. Бернштейном [1], основан на строгой закономерности хода прилива при одинаковом его характере. Поэтому, например, графическое определение режима работы ПЭС, полученное для данной амплитуды правильного полусуточного прилива, может рассматриваться как выполненное в определенном масштабе (фотографическое) изображенное регулирование любой амплитуды как в данном, так и любом другом месте при том условии, что прилив имеет тот же правильный полусуточный характер. На этом основании и даны формулы параметров ПЭС, полученные путем пересчета частного результата регулирования для общего случая. В основе выбора режимов ПЭС при графическом методе принято равенство среднего расхода ПЭС при данной амплитуде среднему расходу в бытовых условиях.

лить основные параметры ПЭС при осуществлении ее по однобассейновой схеме двустороннего действия (технический потенциал).
Годовая отдача

$$Э_{\text{год. ПЭС}} = 0{,}67 \cdot 10^6 A_{\text{ср}}^2 F\ (квт \cdot ч). \qquad \text{(VI.6)}$$

Начальный напор $H_{\text{нач}} = 0{,}46A\ (м)$.
Установленная мощность

$$N_{\text{уст}} = 250\, A_{\text{ср}}^2 F\ (квт). \qquad \text{(VI.7)}$$

Для установки, выполненной по схеме одностороннего действия, эти формулы выражаются так:

$$Э_{\text{год. ПЭС}} = 0{,}41 \cdot 10^6 A_{\text{ср}}^2 F\ (квт).$$

$$N_{\text{уст}} = 210\, A_{\text{ср}}^2 F\ (квт).$$

$$H_{\text{нач}} = 0{,}62\, A\ (м).$$

В условиях прилива, переходного от правильного полусуточного к правильному суточному, энергопотенциал бассейна ПЭС определяется в зависимости от характера прилива, выраженного показателем X

$$Э_{\text{год. ПЭС}} = 1{,}97 \cdot 10^6 n A_{\text{ср}}^2 F \left(1 + \frac{4 - X}{3{,}86}\right)(квт \cdot ч), \qquad \text{(VI.8)}$$

где n — отношение отдачи при правильном суточном приливе к отдаче при правильном полусуточном приливе

$$\left(n = \frac{Э_{\text{год. сут. прил}}}{Э_{\text{год. полусут. прил}}}\right).$$

Энергия, которую можно получить в данном бассейне при однобассейной схеме двустороннего действия (технический потенциал), определяется уменьшением коэффициента с 1,97 до 0,67.

СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ В СССР. ИЗУЧЕННОСТЬ ПОБЕРЕЖИЙ И ГЕОГРАФИЯ ПРИЛИВОВ

Впервые проблема использования приливной энергии СССР была освещена проф. В. Е. Ляхницким в 1923 г. [17] и 1926 г. [18] по материалам портовых изысканий на Мурманском побережье.

В своей работе «Синий уголь» [18] Ляхницкий впервые описал иностранные проекты и высказал общие соображения о возможности использования приливной энергии на некоторых побережьях нашей страны. Однако, как он писал, отсутствие специальных обследований побережий СССР не дало возможности высказать определенные суждения о конкретной стороне вопроса. Более того, отсутствие в 20-х гг. сколько-нибудь значительных потребителей на удаленных побережьях Северного Ледовитого и Тихого океанов и неполнота сведений о величине амплитуд прилива создали тогда у такого авторитетного ученого, как акад. М. Ю. Шокальский, представление о том, что осуществление приливных установок в условиях СССР нерационально [19].

В связи с развертыванием больших работ по электрификации СССР в 1935—1940 гг. появились первые эскизные проекты приливных электростанций.

После рекогносцировки Мурманского побережья и предварительных изысканий в 1938—1939 гг., был составлен эскизный проект Кислогубской ПЭС [20], на основе которого в 1939—1940 гг. было разработано проектное задание опытной приливной электростанции.

В 1940—1941 гг. на основании рекогносцировки Беломорского побережья была составлена схема [21] Лумбовской ПЭС и рассмотрен вопрос о целесообразности Мезенской и Кулойской ПЭС. После войны, в 1945—1947 гг., Л. Б. Бернштейн разработал общую методику регулирования прилива на максимум отдачи и схемы приливных электростанций, позволяющие использовать положительные качества приливной энергии в крупных энергосистемах и выдвинул предложение о Беломорской ПЭС [1].

За прошедшее после этого десятилетие в результате большого энергетического строительства в Европейской части СССР созданы мощные энергосистемы, в которых работают крупные гидравлические и тепловые электростанции. Это создало предпосылки для включения в них приливной энергии, и в 1957 г. Гидроэнергопроект возобновил проектно-изыскательские работы по использованию приливной энергии. За это время были развернуты изыскательские работы в указанных выше створах, разработан проект опытной Кислогубской ПЭС (утвержден в 1961 г.) и начато его осуществление; велись предварительные исследования в Мезенском заливе и составление ТЭД по Лумбовской ПЭС.

География приливов на берегах СССР.. В результате обширных гидрографических работ, выполненных Океанографическим институтом Гидрометеослужбы СССР (ГОИН), Морским гидрофизическим институтом АН СССР, Арктическим и антарктическим институтом ГУГМС, режим приливных колебаний на побережьях морей СССР достаточно освещен (см. рис. VI. 2).

Приливная волна из Атлантического океана поступает в моря, омывающие Северное побережье СССР. У Мурманского берега ее амплитуда колеблется от 4 *м* (2,40 *м* [1]) (п-ов Рыбачий, Кольский залив) до 7,2 *м* (4,2 *м*) в Лумбовском заливе, Три острова — 5,85 *м* (4,65 *м*), р. Мезень в устье р. Семжи — 9,50 *м* (6,6 *м*), р. Кулой в устье — 10,2 *м* (6,50 *м*).

В бассейне Белого моря амплитуда приливов значительно уменьшается. Так, в Кеми она составляет 1,5 *м* (0,93 *м*), в Беломорске 1,41 *м* (0,87 *м*), в Архангельске — 0,75 *м* (0,47 *м*). В восточной части Баренцева моря амплитуды еще более угасают: в устье Печоры они составляют всего 31 *см* (20 *см*).

На побережье Северного Ледовитого океана приливы продолжают затухать и не имеют энергетического значения.

В Берингово море приливная волна поступает из Тихого океана; при ее распространении на север, по-видимому, вследствие имеющегося здесь некоторого сужения берегов амплитуда прилива возрастает и в бухте Креста достигает 2,6 *м* (2,0 *м*). Южнее, в Анадырском заливе, она падает до 1,95 *м* (1,54 *м*), дальше на юг, в Иматре — 1,8 *м*, на Камчатском (восточном) берегу, у мыса Крюгера,— 1,75 *м* и, наконец, в Петропавловске — 1,8 *м*.

В Охотском море прилив поступает с юго-востока и распространяется на север. В замкнутых бассейнах северной части моря амплитуда достигает значительной величины; в южной части западного берега Камчатки (Большерецк) амплитуда 2 *м*; выше, на север, в устье р. Облуковина — 4,4 *м*, р. Колпакова — 6,7 *м* (4,2 *м*). В наибольшем сужении берегов в губе Пенжинской амплитуда доходит до 12,9 *м* (мыс Астрономический), в губе Гижигинской (мыс Матуга) — 8,6 *м* (4,3 *м*).

---

[1] Здесь и далее, первая цифра — максимальная амплитуда, в скобках — средняя амплитуда; там, где одна цифра,— сизигийная.

На восточном берегу Охотского моря амплитуды (с севера на юг): в бухте Удача — 5,45 *м*, в Ногаеве (Охотске) — 3,27 *м* (2,59 *м*) и в восточном углу, в губе Лебяжей,— 4 *м*, у о. Феклистова (Шантарские острова) — 6 *м*. В проливе Де-Кастри амплитуда падает до 1,95 *м*, в Советской Гавани — 0,5 *м* и во Владивостоке — 0,28 *м*.

На Дальнем Востоке в энергетическом отношении могут представлять интерес: устье р. Колпакова, Шантарские острова, бухта Ногаево и залив Шелехова (главным образом Гижигинская и Пенжинская губы в северной части залива). Определение запасов приливной энергии осложняется тем, что прилив здесь носит неправильный суточный и полусуточный характер. Годовое количество энергии, которое могло бы быть получено в заливе Шелехова, если бы удалось отсечь его плотиной длиной 200 *км* (при высоте ее от 11 до 235 *м*), ориентировочно может быть определено (по формуле VI.8 с коэффициентом 0,67) равным 170 млрд. *квт·ч* (здесь принято, что средняя величина прилива равна 2,4 *м* и что прилив заполняет всю площадь залива в 70 тыс. *км*^{2} на высоту прилива; последнее допущение требует доказательства).

Задача получения такого количества энергии в ближайшей перспективе для этого района не актуальна, но даже отсечение значительно меньшей площади (3400 *км*^{2}) — только вершины одного Пенжинского залива (в створе мыс Опасный-Мамет при длине плотины 70 *км*, глубине до 30 *м* и высоте прилива 6 *м*) — может дать 47 млрд. *квт·ч* и представить интерес лишь в отдаленной перспективе после освоения энергоресурсов рек бассейна Амура и Колымы.

На европейских побережьях Ледовитого океана приливную энергию следует рассматривать в качестве компонента как местной (Кольской), так и Единой энергосистемы Европейской части СССР (ЕЭС).

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИЛИВНОЙ ЭНЕРГИИ В ПЕРСПЕКТИВЕ

В перспективе наибольший интерес представляет возможность использования приливной энергии на Мурманском побережье (Лумбовский залив) и в Мезенской губе (рис. VI. 8). Особенностью этих районов, отличающих их от зарубежных створов проектируемых и сооружаемых ПЭС, является их удаленность от центров потребления (200—1300 *км*), необходимость сооружения ПЭС на необжитых голых скалах Беломорского побережья и наличие льда.

Ледовые явления потребовали проведения специальных исследований влияния льда на гашение амплитуды прилива, теплового баланса бассейнов и возможности образования подошвы припая на части промерзающих площадок и воздействия льда на сооружения. Выполненные к настоящему времени исследования позволяют рассчитывать, что влияние льда на энергетический баланс прилива незначительно, однако эти предположения требуют еще проведения дополнительных и тщательно поставленных исследований.

Важное значение имеет изучение ледовых условий для создания конструкции здания ПЭС и ограждающих сооружений, поскольку они должны противостоять динамическому воздействию ледяных полей. Приведенные к настоящему времени исследования показывают, что, например, в Лумбовском створе надо рассчитывать на воздействие ветровой волны высотой до 7 *м*, ледяных полей размером до 2 *км* в поперечнике.

Строительство ПЭС в северных районах связано с необходимостью преодоления ряда трудностей, зависящих от удаленности створов от про-

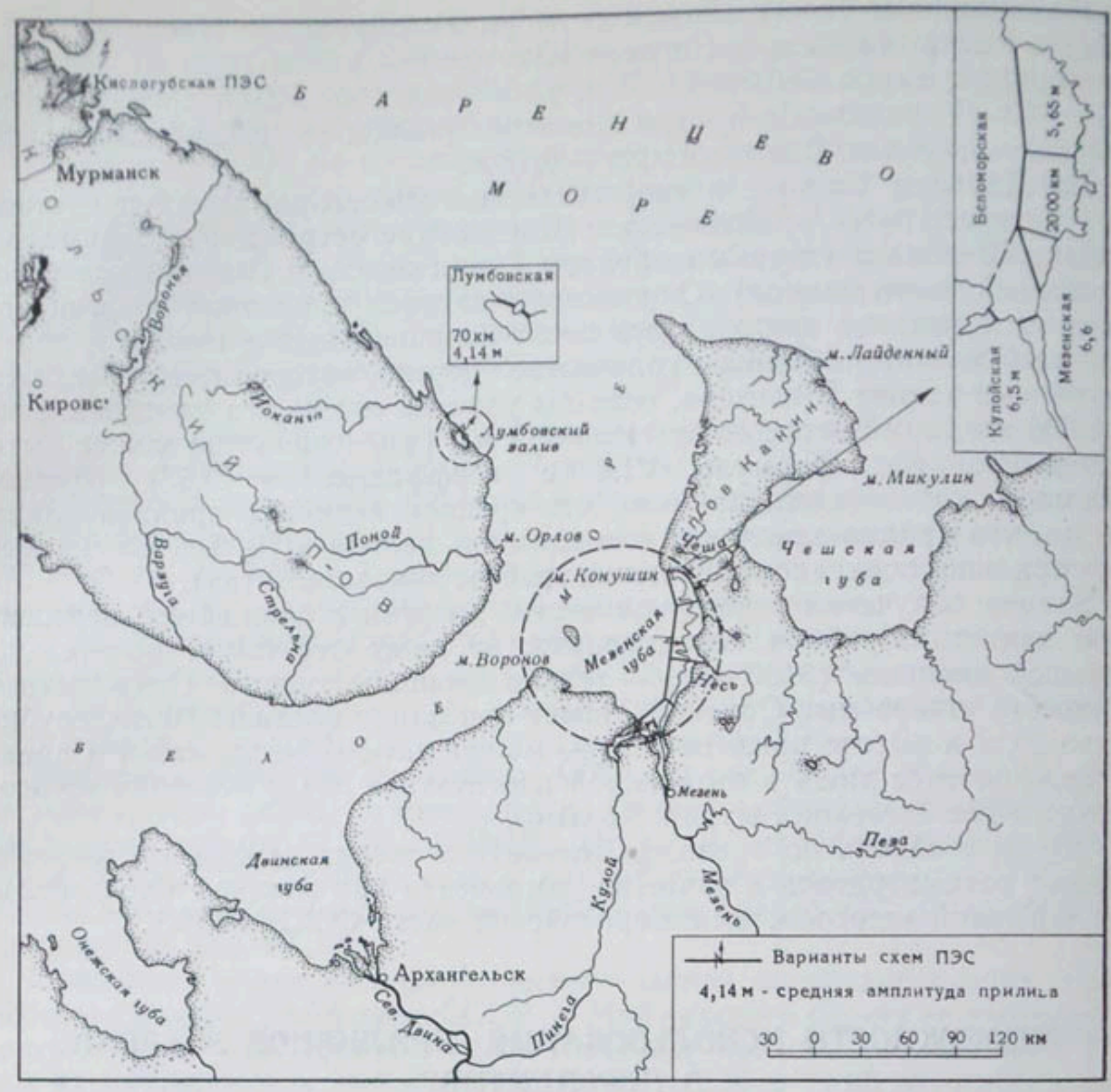


Рис. VI.8. Варианты приливных электростанций на побережье Белого моря

мышленных центров и от суровых климатических условий. Пути такого преодоления в настоящее время исследуются. В значительной мере этому может содействовать изучение опыта строительства Кислогубской ПЭС, где сооружается наплавное здание конструкции Л. Б. Бернштейна, изготовленное на стороне, с буксировкой его к створу по морю и с погружением на основание, подготовленное подводным способом.

Кислогубская опытная ПЭС сооружается для проверки в натурных условиях новой конструкции здания из наплавных блоков, исследования новых материалов и возможности генерирования приливной энергии в часы пикового потребления (здесь устанавливается капсюльный гидроагрегат, изготовленный французской фирмой Нейрпик; будет также создаваться второй, усовершенствованный агрегат). Створ опытной установки выбран по условиям выполнения минимальных работ для производства опыта. Это достигается наличием мелкого и узкого (30 *м*) горла, соединяющего бассейн губы Кислой с морем (рис. VI. 9). Преимуществом данного створа является также возможность включения ПЭС в Кольскую энергосистему.

Лумбовская ПЭС намечается как первая промышленная установка, реализующая опыт Кислогубской ПЭС. Она создается отсечением от моря обширного залива площадью 70 *км*^{2}. Лумбовский залив расположен в 300 *км* восточнее Мурманска, в районе крайней юго-западной гра-

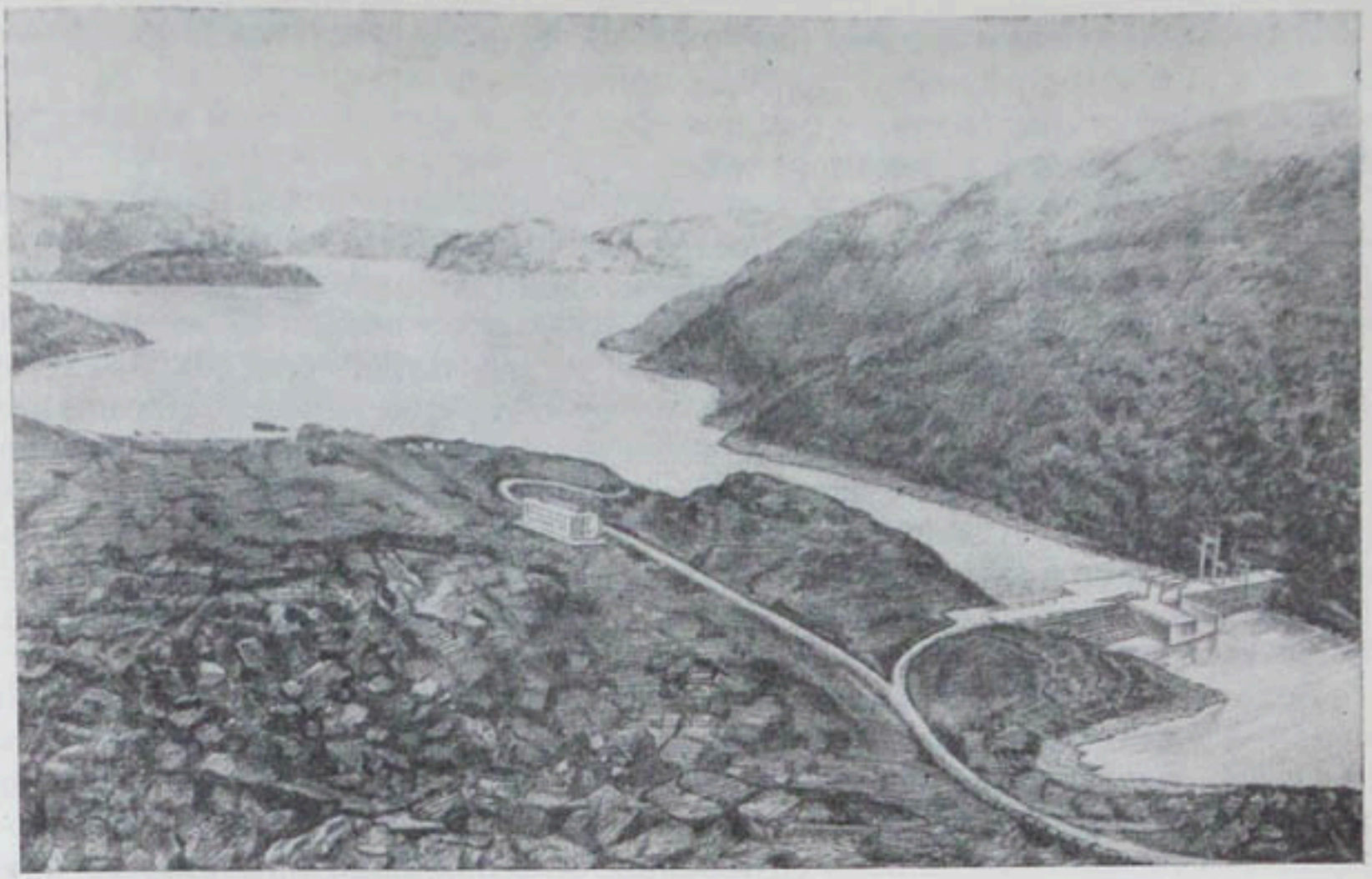


Рис. VI.9. Панорама губы Кислой и приливной электростанции в ее горле (осуществляемый проект).

ницы многолетней кромки льдов. Амплитуда прилива здесь достигает 7,24 *м* (средняя 4,2 *м*). Бассейн ПЭС образуется плотинами, общая длина которых составляет 5,2 *км*, в том числе здание ПЭС (рис. VI. 10) и водопропускные отверстия. Из установленной мощности 320 тыс. *квт* по проекту участвует в покрытии зимнего пика системы 280 тыс. *квт*. Благодаря маневренной работе ПЭС в пиковой части графика в зимний период и в режиме экономии угля летом ПЭС выдаст 700 млн. *квт·ч* в год.

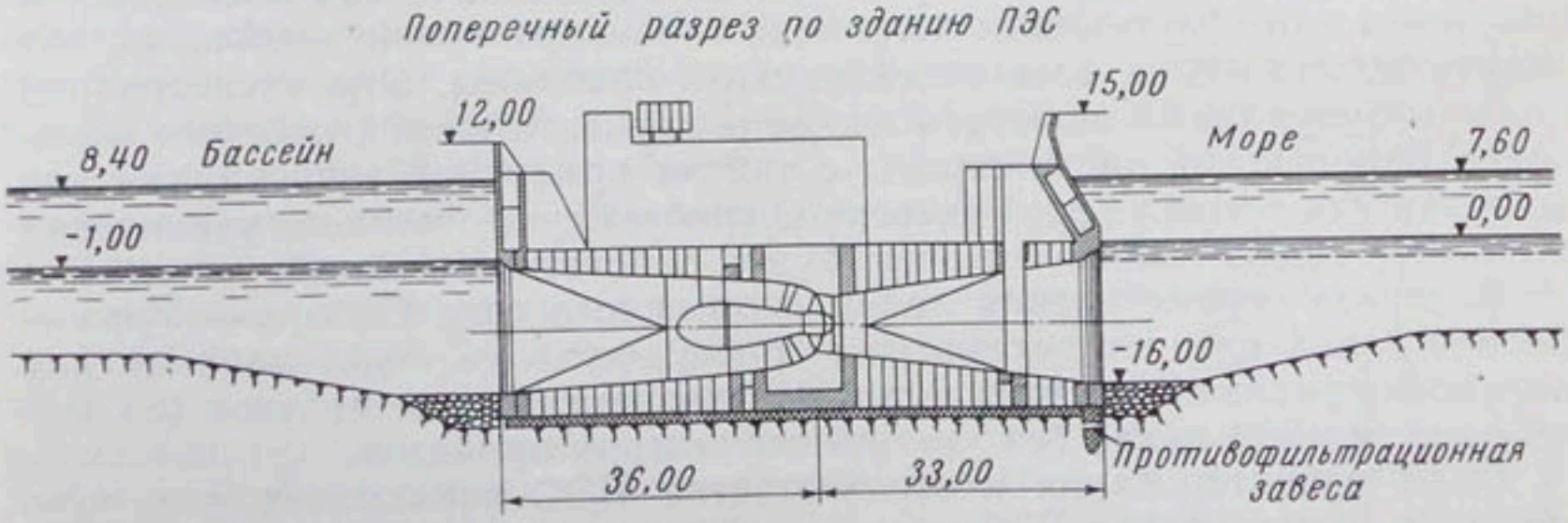


Рис. VI.10. Здание Лумбовской ПЭС (проект 1964 г.)

Лумбовская установка намечается в перспективе для работы в Кольской энергосистеме совместно с речными гидростанциями, которые будут питать восточное плечо Кольской энергосистемы (каскад ГЭС на реках Вороньей, Поное и Иоканге). Эти ГЭС обеспечат компенсированное регулирование Лумбовской ПЭС в межсизигийном периоде.

Сооружение Лумбовской ПЭС должно рассматриваться в комплексе решения задач большого народнохозяйственного значения.

ПЭС в Мезенском заливе (см. рис. VI. 8) предлагаются для использования высоких приливов (до 10 *м* при средней амплитуде 6,5 *м*). Это осуществляется постепенным вводом трех установок большой мощности: Устьевой, Кулойской и Беломорской.

Устьевую ПЭС намечается создать перекрытием устья р. Мезени в створе Масляный — Рябинов. Длина плотины 10 *км*, средняя высота 15 *м*. В плотине должны быть расположены 200 обратимых гидроагрегатов суммарной мощностью 1,3 млн. *квт*. Для обеспечения условий судоходства предполагается осуществить ПЭС по однобассейновой схеме одностороннего действия (при этом могут быть обеспечены постоянные глубины на фарватере, необходимые для нормального функционирования порта). Энергия может быть передана кабелем через горло Белого моря (40 *км*) в Кольскую энергосистему. В дальнейшем к этой установке может быть подключена Устьевая-Кулойская ПЭС (створ — мыс Харин-Карговский, длина 4 *км*). Здесь может быть получена мощность 0,5 млн. *квт* при годовой отдаче 1,3 млрд. *квт·ч*.

Беломорскую ПЭС предлагается осуществить путем отсечения мелководной восточной части Мезенского залива с акваторией в 2 000 $км^2$. Если учесть относительно небольшие размеры бассейна ПЭС в направлении распространения прилива (перпендикулярно напорному фронту), при котором возможно практически мгновенное продвижение прилива, то при такой схеме может быть получено 36 млрд. *квт·ч* с установленной мощностью 14 млн. *квт* (расчетная средняя амплитуда прилива — 5,67 *м*, среднесизигийная — 7 *м*).

Сооружение Беломорской ПЭС по этому варианту потребует выполнения грандиозной строительной программы (здание станции на 2 000 турбин и плотина длиной 45 *км* и высотой 14 *м*).

В настоящее время трудно, конечно, судить об энергоэкономической эффективности этой и указанных выше устьевых ПЭС в Мезенском заливе. Сейчас есть достаточно достоверные данные о режиме приливов, позволяющие рассчитывать на отсутствие гашения энергии в ледовых условиях; проведен зондаж рыхлых отложений в створах устьевых участков. Но для суждения о конструкции здания необходимо дальнейшее тщательное изучение ледового режима (динамическое и статическое воздействие, наличие подошвы припая). Однако техническая возможность получения здесь громадных количеств гарантированной энергии ставит задачу исследования всех аспектов этой проблемы. Эти исследования должны будут также включать изучение варианта энергетического комплекса Европейской части страны с учетом приливной энергии, так как возможность освоения этой энергии потребует существенного увеличения мощности гидростанций, которые будут работать совместно.

В случае осуществления линии постоянного тока Сибирь — Урал — Северо-Запад следует рассмотреть возможность ее использования для передачи приливной энергии путем кратковременных перегрузок (во время прохождения пика) без увеличения сечения проводов.

Опыт проектирования и строительства ПЭС показывает, что стоимость их выше речных ГЭС, однако эффект окупаемости ПЭС при работе ее в пиковом режиме может быть наиболее полно выявлен при дифференцированной оценке пиковой и базисной электроэнергии, что имеет место в ряде зарубежных стран.

Дальнейшие исследования фактической ценности пиковой энергии позволят определить масштабы и рациональность использования Мезенской приливной энергии в объединении ЕЭС.

СРАВНЕНИЕ ПРИЛИВНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ СССР С МИРОВЫМИ

Из приведенного выше обзора приливных явлений на побережьях СССР видно, что средняя амплитуда прилива в некоторых пунктах близко подходит к величинам прилива в заливах Кобскук (Пассамакводди) и Сан-Хосе, где были запроектированы крупнейшие ПЭС. На Мурманском побережье высота амплитуды меньше, но она соответствует зарубежным пунктам Абер-Врак, Чистер, Бузум, где также проектировались опытные приливные электростанции. Наивысший прилив в СССР равен 10,8 *м* в устье р. Кулой (Белое море) и 12,9 у мыса Астрономического (Пенжинская губа, Охотское море). Это достаточно высокие амплитуды, хотя они и уступают рекордным для земного шара, или амплитудам Ранс (13,5 *м*), где построена первая промышленная ПЭС.

Количество приливной энергии определяется также и площадью бассейна, каптирующего эту энергию. Поэтому, если учесть возможность отсечения весьма больших акваторий на наших побережьях (рис. VI. 11) можно считать, что СССР обладает значительными ресурсами приливной энергии.

Как видно из рис. VI. 12, являющегося графической интерпретацией формулы энергетического потенциала приливного бассейна, потенциал Лумбовского залива несколько уступает наиболее благоприятным участкам побережий Франции, Англии и Канады, в которых намечаются схемы ПЭС, но благодаря значительной площади показатели Лумбовская ПЭС приближаются к показателям перечисленных ПЭС. Энергетическая оценка Мезенского залива показывает наличие высокого технического потенциала, а намечаемая площадь бассейна Беломорской ПЭС настолько значительна, что обеспечивает сооружение самой крупной в мире ПЭС.

Следует отметить, что рассматриваемые возможные створы приливных электростанций на побережьях СССР находятся в более сложных природных условиях. Они расположены значительно дальше от центров нагрузок, чем, например, створы проектируемых ПЭС во Франции и Англии. Как уже отмечалось, сооружение их будет проходить в суровых климатических условиях необжитых скал Беломорского побережья. Однако разрабатываемые в СССР новые конструкции и способы сооружения ПЭС позволяют рассчитывать на эффективность изучения проблемы использования приливной энергии в Европейской части страны.

Данные, приведенные в таблице VI.1, показывают, что в Европейской части страны технический энергопотенциал приливов составляет 16 млн. *квт* при возможной годовой отдаче 40 млрд. *квт·ч* и ограничен Беломорским побережьем (в основном Мезенский залив). На Дальнем Востоке приливные энергоресурсы выше (170 млрд. *квт·ч*), но они не имеют реального значения в ближайшей перспективе. Таким образом, приливная энергия по своему количеству не будет иметь в СССР решающего значения, но может рассматриваться как один из компонентов в обеспечении покрытия нагрузок энергосистем. Сопоставление данных табл. VI. 1 по ресурсам приливной энергии показывает, что природные возможности за рубежом в этом отношении выше, но разработка реальных проектов использования приливной энергии за рубежом ограничивалась весьма небольшими масштабами. Так, Франция, которая наиболее далеко продвинулась в разработке проблемы и располагает 130 млрд. *квт·ч* приливной энергии, освоила пока что 0,5 млрд. *квт·ч* (в 1966—1967 гг. сдается в эксплуатацию ПЭС Ранс мощностью 240 тыс. *квт*) и проектирует ПЭС Шозе (25 млрд. *квт·ч*). В остальных странах разрабатывались проекты, еще в меньшей степени использующие природные возможности (например, США и Канада из

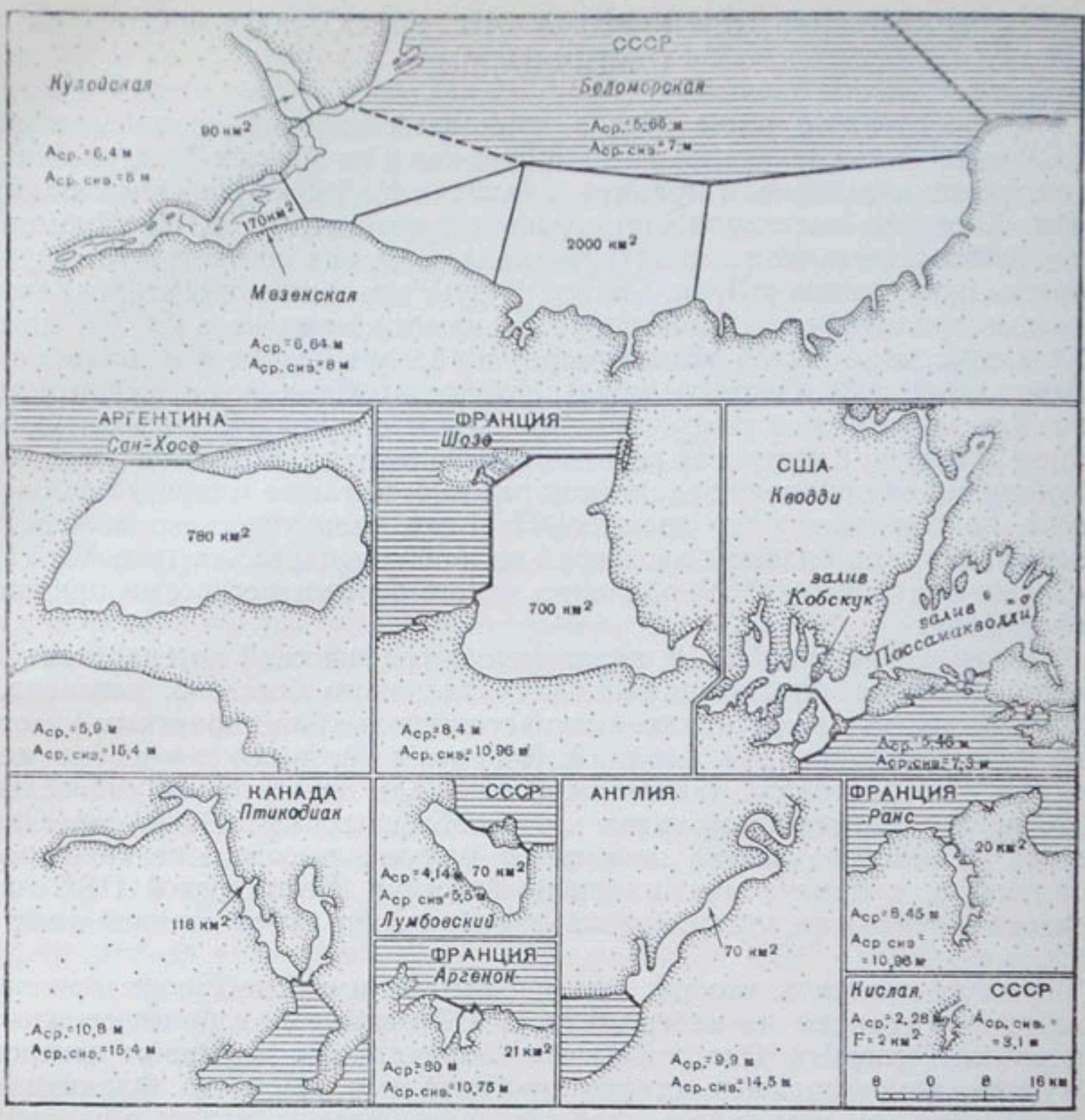


Рис. VI.11. Планы заливов, в которых проектируются приливные электростанции [1].

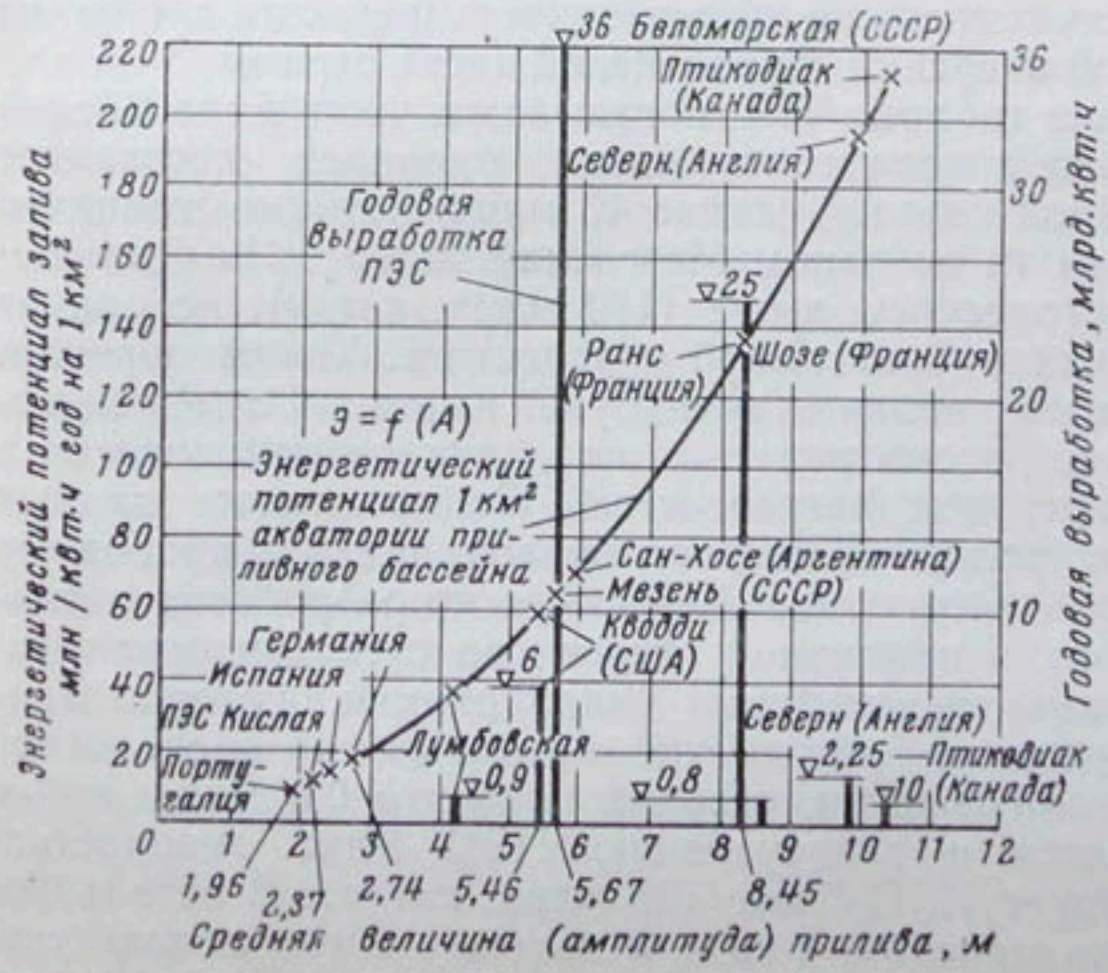


Рис. VI.12. Энергетический потенциал заливов, в которых проектируются приливные электростанции [1].

Таблица VI.1

Технический потенциал приливной энергии предлагаемых схем ПЭС в сравнении с речной энергией (не использованный технический потенциал) и фактической выработкой гидроэнергии

Страна, створ ПЭС	Технический потенциал $Э_{ПЭС}$, млрд. *квт·ч*	Неиспользованный технический потенциал, млрд. *квт·ч*	$\frac{Э_{ПЭС}}{Э_{речн.}}$, %	$Э_{выраб. ГЭС}$ 1964 г., млрд. *квт·ч*
СССР				
Европейская часть	40,6	264	15,4	
В том числе:				
Лумбовский залив	0,7			
Кулой	1,3			
Мезень	2,6			
Беломорская	36			
Азиатская часть	170	1764	9,6	
Всего по СССР	210	2028	10,0	77,4
США	30,5	469	6,6	179,5
В том числе:				
Анкоридж	24			
Кводди	6,5			
Канада	76	100	76	117
В том числе:				
Минас	46			
Чигнекто	30			
Франция	130	41	316	34,8
В том числе:				
Котантен	120			
Остальные ПЭС	10			
Англия	52,3	1	5230	4,1
В том числе:				
Северн	2,3			
Остальные ПЭС	50			
Аргентина	46,2	19	243	1,17
В том числе:				
Сан-Хосе	17,7			
Нуэво	28,5			
Австралия	700	11	2450	6,9

115 млрд. *квт·ч* работают над проектом, использующим всего 2 млрд. *квт·ч*). Однако в последнее время, очевидно, под влиянием строительства ПЭС Ранс в США, Канаде и Англии опубликованы новые проекты использования приливной энергии. Так, в Канаде опубликован проект ПЭС в заливе Фанди мощностью 58 млн. *квт* [13]; в Англии выдвинут новый проект ПЭС Северн мощностью 7 млн. *квт* и ПЭС Солуэй Ферт мощностью 1,6 млн. *квт* на основе применения наплавных конструкций [24].

ЛИТЕРАТУРА

1. Л. Б. Бернштейн. Приливные электростанции в современной энергетике. Госэнергоиздат, 1961.
2. Les Énergies de la Mer. Compte rendu des la IV-me Journées de l'Hydraulique. Paris, 13, 14, 15 juin 1956, Publié par la Houile Blanche. Grenoble. France, 1957, v. I, II.
3. Р. Жибра. Энергия приливов и приливные электростанции. Пер. с франц. под ред. Л. Б. Бернштейна и Н. А. Картвелишвили. Изд-во «Мир», 1964.
4. А. Н. Вознесенский, И. А. Терман. Гидроэнергетические ресурсы СССР. «Гидротехническое строительство», 1956, № 4.

5. А. Н. Вознесенский. Гидроэнергетические ресурсы СССР. Энергетика мира. Госэнергоиздат, 1957, стр. 239—246.
6. Г. Э. Гюнтер. Энергетика будущего. Пер. с нем. проф. Шпильрейна. Под ред. Г. М. Кржижановского. ОНТИ, 1936.
7. М. В. Колодин. Ветер и ветротехника. Изд-во АН Туркм. ССР. Ашхабад, 1957.
8. C. C. Furnas. Global energy sources and their depletion. Chem. in Canada, 1958, 10, N 11, p. 32—36.
9. G. Wickert. Problems der Geitenkraftsanutzung. VDI. Düsseldorf, 1954, Forschungshelt, 446.
10. G. Suryanaravana, A. S. Nagaraja. Tidal Power and Tubular Turbine, and Journal of Power and River Valley Development. 1960, 10, N 9, p. 41—45.
11. H. Jeffreys. The earth, its origin, history and physical constitution. Cambridge the University Press, 1952.
12. P. Allard. Influence de configuration des bassins sur le régime des marées littérales. An Inst. Oceanographic, 1953, v. 28, № 2, p. 62—112.
13. B. C. Hicks. Fundytidal power: Canada's biggest project? Electr. News and Eng. 1965, 74, № 10, 46—49.
14. E. G. Taylor. Tidal friction in the Irisch sea. Phil. Trans., 220, A. 571, 1—33.
15. L. Vantrouys. La propagation des ondes de marée. La Houille Blanche, 1957, N special, v. CXX, p. 640.
16. H. J. McLellan. Energy considerations in the Bay of Fundy system. J. Ficheries Research, Board of Canada, XXI315/27, 1958, 15, N 2, p. 115—134.
17. В. Е. Ляхницкий. Мурманский порт. Сб. «Производительные силы Мурманской железной дороги». Изд-во Управления мурманской железной дороги. Петрозаводск, 1923.
18. В. Е. Ляхницкий. Синий уголь. Л., Изд-во АН СССР, 1926.
19. М. Ю. Шокальский. Приливы в мировом океане и морях. М., 1931.
20. Л. Б. Бернштейн. Первая советская приливная ГЭС. «Гидротехническое строительство», 1939, № 10—11.
21. Л. Б. Бернштейн. Приливные электростанции — источник гарантированной энергии. «Гидротехническое строительство», 1958, № 2.
22. Report of Federal Power Comission of the USA, 1955, Washington.
23. L. Vantroys. Les divers aspects mathématiques dynamiques ou cinématiques du probléme des marées. Bul. d'inform. Com. Oceanogr. étude cote, 1958, 10, N 8—10.
24. E. M. Wilson. Sdway Frith tidal-porwer project «Water Power», 1965, 17, N 11, 431—439.
25. L. B. Bernstein. Tidal energy for electric power plant. Jerusalem, 1965.

Глава седьмая

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМНОГО ШАРА И ДОЛЯ В НИХ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ СССР

Использование гидроэнергетических ресурсов занимает значительное место в мировом балансе электроэнергии. За последнее десятилетие удельный вес гидроэнергии находился на уровне примерно 26% всей выработки электроэнергии мира, достигнув значительной абсолютной величины. Так, в 1965 г. при общей мировой выработке электроэнергии в 3327 млрд. *квт·ч* выработка гидроэлектростанций составила 860 млрд. *квт·ч*.

Основная часть мировой выработки гидроэлектростанций падает на Северную Америку, Европу, СССР и Японию, в которых производится почти 90% всей электроэнергии мира и 87% электроэнергии гидростанций.

Предварительные данные о выработке энергии за 1965 г. представлены в табл. VII. 1.

Таблица VII.1

Страны, континенты	Производство электроэнергии в 1965 г., млрд. *квт·ч*		Производство гидроэнергии, % к общему производству электроэнергии в 1965 г.
	общее	гидроэлектростанции	
СССР	507	81,4	16,0
Европа (без СССР)	990	287	29,0
США	1157	185	16,8
Канада	143	114	79,5
Япония	183	73	40,3
Остальные страны мира	347	120	34,6
Весь мир	3327	860	25,8

Примечание. В таблице имеется известная неточность ввиду некоторой несопоставимости по странам данных о производстве электроэнергии.

Интересно привести данные, характеризующие динамику электробаланса. Производство электроэнергии в мире за послевоенный период с 1946 г. выросло в 5 раз (с 655 млрд. *квт·ч* в 1946 г. до 3327 млрд. *квт·ч* в 1965 г.). При этом удельный вес в мировом электропотреблении Европы снизился с 31,0 до 29,8%, США — с 41,4 до 34,8%; удельный вес

СССР поднялся с 6,9 до 15,2%. Выработка гидроэлектростанций росла примерно теми же темпами, что и общая выработка электроэнергии, а по абсолютной величине выработка гидроэлектростанций выросла с 200 млрд. *квт·ч* в 1946 г. до 860 млрд. *квт·ч* в 1965 г., т. е. более, чем на 600 млрд. *квт·ч*.

Из рассмотрения динамики использования отдельных видов энергоресурсов видно, что за последние 10 лет рост гидроэнергии по темпам прироста опережает почти в 2 раза общие темпы роста топливно-энергетического баланса мира (8,0% среднегодового прироста против 4,5%).

Таблица VII.2

Страна	Производство электроэнергии в 1965 г.			
	всего *млрд. квт·ч*	гидроэлектростанциями		на душу населения
		млрд. *квт·ч*	%	
СССР	507	81,4	16,0	2170
США	1157	185	16,8	5900
Япония	183	73	40,3	1870
ФРГ	172	13,2	7,7	3040
Канада	143	114	79,5	7900
Франция	101	46	45,5	2050
Италия	79	42	52,5	1500
Швеция	49	46,6	95,0	6300
Норвегия	48,7	48,4	99,5	13 200
Европа (без СССР)	990	287	29,0	2300
Весь мир	3327	860	25,8	1000

По удельному весу гидроэнергии в электробалансе отдельных стран можно привести следующие данные за 1965 г. (табл. VII.2).

Вследствие высоких темпов развития гидроэнергетики некоторые страны (особенно с высоким уровнем электропотребления и с высокими темпами роста выработки электроэнергии) подошли к исчерпанию значительной части своих гидроэнергоресурсов и, во всяком случае, к использованию наиболее экономичной их части.

В табл. VII. 3 приводятся данные на 1.I.1965 г. о степени использования гидроэнергоресурсов по оценкам различных зарубежных источников. Данные о гидроэнергоресурсах, приведенные в этой таблице, в ряде случаев не являются сопоставимыми ввиду различной методики их оценки (см. ниже).

По Европе в целом ЕЭК (Европейская экономическая комиссия) ООН оценивает гидроэнергоресурсы, «поддающиеся эксплуатации», в 490 млрд. *квт·ч*, что дает степень использования более 50%; при этом, однако, отмечается, что цифра 490 млрд. *квт·ч* продолжает увеличиваться по мере того, как в некоторых странах обнаруживаются дальнейшие возможности экономичной эксплуатации гидроэнергетического потенциала.

В ряде стран с высокой степенью использования гидроэнергетического потенциала наблюдается снижение удельного веса гидроэнергии в электробалансе. Так, за последние 25 лет удельный вес гидроэнергии снизился в Австрии с 80 до 70%, во Франции — с 53 до 45%, в Италии — с 94 до 52,5%. «Легкое замедление темпов пуска в ход гидроэлектростанций, по мнению ЕЭК ООН, объясняется тем, что наиболее пригодные

изошло в США, где выработка гидроэлектростанций составляла в 1938 г. 34% и к 1965 г. снизилась до 17%.

Несмотря на значительное развитие гидроэнергетики за рубежом, иллюстрированное приведенными выше данными, до последнего времени в учете мировых гидроэнергоресурсов нет полного единообразия и отсутствуют материалы, дающие сопоставимую оценку гидроэнергоресурсов мира. Подобная оценка, хотя бы по величине валового поверхностного потенциала по отдельным странам мира, позволила бы получить практически интересные данные о перспективах развития гидроэнергетики.

Таблица VII.3

Страна	Технически возможные к использованию гидроэнергоресурсы	
	всего, млрд. *квт · ч/год*	степень их использования на 1965 г., %
СССР	2100	3,9
США	648	27,7
Канада	218	54
Япония	130	74
Норвегия	105	42
Швеция	85	50
Франция	76	60
Италия	60	65
Австрия	43	31
Швейцария	33	69
ФРГ	25	48

Кадастровые подсчеты запасов гидроэнергии правительственных организаций и отдельных специалистов по разным странам отличаются друг от друга рядом показателей: полнотой охвата речной системы страны и отдельных водотоков, методологией определения мощности (расчетные расходы, напоры, к.п.д.), выбором расчетной обеспеченности расходов воды, методом определения характерного расхода данной обеспеченности (применительно к бытовому стоку или, как например в США,— с учетом допустимого регулирования стока); в одних странах учитываются потенциальные гидроэнергоресурсы, в других вводятся различные поправочные коэффициенты.

Опубликованные данные по отдельным странам во многих случаях не расшифровывают содержания, вкладываемого в понятие принимаемых в расчетах характерных расходов.

Данные о запасах гидроэнергии не всегда позволяют установить, характеризуют ли они вообще потенциальные запасы или же только технически возможные к использованию и т. п.

Такое положение с учетом мировых гидроэнергетических ресурсов затрудняет, а в некоторых случаях делает невозможным, проведение сопоставления между отдельными странами, а также определение общей величины мировых запасов и установление доли в них гидроэнергоресурсов отдельных стран и в частности Советского Союза.

Трудность сопоставления приводимых данных по отдельным странам усугубляется еще тем, что определение расчетных характерных расходов, принимаемых при исчислении гидроэнергоресурсов, производится в одних странах применительно к бытовому стоку, а в других — с учетом допустимого по природным условиям регулирования стока с учетом уже осуществляемого отъема воды на ирригацию, водоснабжение и т. п.

Существенный элемент несопоставимости вносят также различия в полноте охвата подсчетами гидроэнергетических ресурсов отдельных речных систем. Так, например, если в СССР подсчет гидроэнергоресурсов охватывает все основные водотоки страны и на всем их протяжении от истока и до устья, то в ряде других стран запасы гидроэнергии определяются только по части водотока, на тех его участках, которые могут представить реальный энергетический интерес.

Наконец, необходимо указать на отсутствие единообразия в методике определения величины потенциальных ресурсов, при исчислении ее в киловатт-часах. В некоторых странах при переходе от потенциальной мощности к потенциальной выработке принимается неполное годовое число часов, т. е. не 8760, а меньшее, применительно к тому числу часов, которое соответствует реально используемому. Так, например, в опубликованных Федеральной энергетической комиссией США данных общая величина потенциальных ресурсов гидроэнергии США на 1.I.1965 г. по мощности определена в 156 млн. *квт*, а по выработке — 648 млрд. *квт·ч*, т. е., исходя примерно из 4150 *час* использования.

Попытка упорядочить учет и оценку мировых гидроэнергоресурсов впервые была сделана в 1936 г. на III Мировой энергетической конференции (МИРЭК).

Этой конференцией было предложено следующее содержание понятия гидроэнергетического потенциала: гидроэнергетический потенциал — есть совокупность валовой мощности (или, иначе, мощности брутто) всех отдельных участков водотока, которые используются в настоящее время или могут быть энергетически использованы, поскольку этому благоприятствуют природные условия этих участков. Валовая мощность водотока, характеризующая собой его теоретическую мощность, определяется по формуле (при к.п.д. = 1)

$$N_{квт} = 9{,}81\,QH,$$

где Q — расход водотока, *м*³/*сек*;

H — падение, *м*.

Мощность определяется для трех характерных расходов:

$Q = 95\%$ — расход, обеспеченностью 95% времени, $Q = 50\%$ — обеспеченностью 50% времени и $Q_{ср}$ — среднеарифметический.

При установлении величины характерных расходов должен приниматься фактический сток, т. е. такой, в котором учтены все изменения, вносимые уже осуществленным регулированием стока или отъемом воды из водотока.

Таковы были основные положения по исчислению потенциальных ресурсов, предложенные Международной энергетической конференцией.

Существенным недостатком этих предложений было то, что они предусматривали учет гидроэнергоресурсов не по всему водотоку, а только по тем его участкам, которые представляют энергетический интерес. Отбор же таких участков не мог быть твердо регламентирован, что на практике неизбежно приводило к внесению в подсчеты элемента субъективности.

В табл. VII.4 приводятся подсчитанные для шестой сессии МИРЭК данные о гидроэнергоресурсах по отдельным странам [5].

Недостаток этих подсчетов — отсутствие данных по некоторым из стран, а также итогов по континентам и по всему земному шару, что не позволяет использовать приводимые данные для сопоставления гидроэнергоресурсов отдельных стран, а также для установления их доли в мировых запасах гидроэнергии.

В материалах VI Мировой энергетической конференции приведены данные о гидроэнергоресурсах ряда стран, основанных на материалах

1954—1961 гг. (по некоторым странам приведены данные более ранние). Анализ этих материалов позволяет сделать вывод, что эти данные получены по различной методике для отдельных стран, что они несопоставимы и не позволяют дать общую оценку гидроэнергоресурсов по континентам и тем более в целом по земному шару (см. табл. VII.4).

Более полные данные в отношении охвата стран приводятся в материалах Геологической службы США [6]. В них даются итоги и по континентам. Однако подсчеты Геологической службы представляют собой

Таблица VII.4

Гидроэнергетические ресурсы некоторых зарубежных стран по данным VI Мировой энергетической конференции

Страна	Год подсчета	Мощность брутто, млн. *квт* при расходах		
		95%-ной обеспеченности	50%-ной обеспеченности	среднеарифметическая
1	2	3	4	5
Америка				
Бразилия . .	1957	16,5	—	—
Венесуэла . .	1960	4,4	26,8	26,5
Канада	1960	44,8	75,9	—
США	1960	29,0	63,5	98,2
Чили	1963	9,5	22,6	26,6
Европа				
Австрия . . .	1961	3,2	—	7,0
Греция	1960	—	—	9,6
Испания . . .	1961	—	—	14,9
Италия	1960	9,2	13,3	17,4
Норвегия . . .	1961	18,4	20,3	21,4
Португалия . .	1961	0,7	2,7	5,8
Финляндия . .	1960	—	—	1,9
Франция . . .	1960	—	—	7,7
ФРГ	1961	1,6	—	2,8
Швеция . . .	1960	—	—	22,5
Югославия . .	1954	2,4	6,3	10,1
Азия				
Индия	1961	31,4	—	—
Пакистан . . .	1960—61	6,6	13,1	9,8
Япония	1956—59	9,4	—	17,5
Турция	1961	—	—	10,5
Океания				
Австралия	1961	1,2	2,9	3,9
Африка				
Берег Слоновой Кости	1960	0,5	3,5	7,5
Габон	1960	6,0	18,0	21,9
Гвинея	1960	0,5	3,5	8,0
Камерун	1960	4,8	18,3	28,7
Конго (Браззавиль)	1960	3,0	9,0	11,3
Мадагаскар . . .	1960	14,3	49,0	80,0
Мали	1960	—	1,0	4,4
ОАР	1960	1,7	2,5	2,2
Родезия и Ньюсланд	1960	4,7	—	—
Сенегал	1960	—	1,1	5,5
Центральная Африканская Республика	1960	3,5	10,5	13,8
Чад	1960	—	2,5	4,3

по существу лишь сводку данных о гидроэнергетических ресурсах, заимствованных из различных источников и потому, как правило, неоднородных по методике исчисления. Следует также отметить, что эти данные характеризуют запасы, исчисленные по расходам с обеспеченностью примерно 95%.

Близки к подсчетам Геологической службы США по распределению мировых запасов по континентам данные, приводимые в Оксфордском экономическом атласе [7].

Сообщение об определении гидроэнергетического потенциала всего земного шара было сделано также в докладе югославского делегата В. Шлебингера на IV Международной энергетической конференции, однако методика этого определения осталась неясной [8].

Сводка данных о потенциальных запасах гидроэнергии по континентам и отдельным странам приводится также ООН в материалах Мировой международной конференции по мирному использованию атомной энер-

гии. Однако данные ООН характеризуют не потенциальные записи гидроэнергии, а лишь экономический гидроэнергетический потенциал, оценка которого зависит от ряда условий, весьма неодинаковых для разных стран; в частности, она зависит от уровня технического прогресса в данной стране, наличия в ней конкурирующих источников получения электроэнергии, от размеров потребности в электроэнергии и т. п. Поэтому приводимые показатели с характеристиками запасов гидроэнергии имеют сугубо конъюнктурный характер и представляют собой сводку данных, не объединенных единой методикой [9].

Вопросу упорядочения учета гидроэнергоресурсов было уделено в последнее время большое внимание в работе Комитета по электроэнергии Европейской экономической комиссии ООН, при котором создана специальная группа по изучению этого вопроса. В целях внесения единообразия в исчисление гидроэнергетических ресурсов отдельных стран Европы Комитетом были приняты рекомендации по определению отдельных категорий гидроэнергетического потенциала, а также по методике его оценки. Этими рекомендациями (1956 г.) устанавливалась следующая классификация в определении потенциала.

А. Теоретический валовой (или брутто) гидроэнергетический потенциал:

а) поверхностный, учитывающий энергию стекающих вод на территории целого района или отдельно взятого речного бассейна;

б) речной, учитывающий энергию водотока.

Б. Эксплуатационный чистый (или нетто) гидроэнергетический потенциал:

а) технический — часть теоретического валового речного потенциала, которая технически может быть использована или уже используется;

б) экономический — часть технического потенциала, использование которой в существующих реальных условиях экономически может быть оправдано.

Эти рекомендации в основном соответствуют тем положениям, которые были приняты в подсчетах, проводившихся в СССР в работе 1951 г. Применительно к этим определениям гидроэнергетического потенциала в рамках Комитета по электроэнергии ЕЭК в настоящее время проводится работа по исчислению гидроэнергоресурсов по европейским странам.

Вследствие различия в исходных материалах, а также в методике исчисления все проведенные к настоящему времени подсчеты валовых запасов гидроэнергии для всего земного шара резко отличаются друг от друга как по своим количественным характеристикам, так и по относительному их распределению между отдельными континентами. Такое состояние учета мировых ресурсов гидроэнергии исключает возможность использования имеющихся данных для выявления доли гидроэнергетических ресурсов СССР в общемировых ресурсах.

В связи с охарактеризованным выше состоянием учета мировых гидроэнергоресурсов в СССР в период 1947—1951 гг. в целях получения сопоставимых данных была выполнена работа по определению величины гидроэнергоресурсов мира, проведенная по единой методике. Получение этих данных непосредственным подсчетом по рекам с применением формулы

$$N_{квт} = 9{,}81QH$$

практически было невыполнимым, так как для этого надо располагать продольными профилями рек и данными о нарастании расходов по их длине. Однако такой степенью изученности характеризуется в настоящее время лишь очень незначительная часть рек мира. Большая же часть рек, в особенности в мало освоенных районах, изучена весьма слабо.

поэтому для решения поставленной задачи был применен другой метод: определялась величина энергетического потенциала поверхностного стока по отдельным континентам и, исходя из этой величины, на основе выявленного соотношения между величинами энергии поверхностного и речного стока устанавливалась искомая величина гидроэнергетического речного потенциала отдельных континентов и всего земного шара [1].

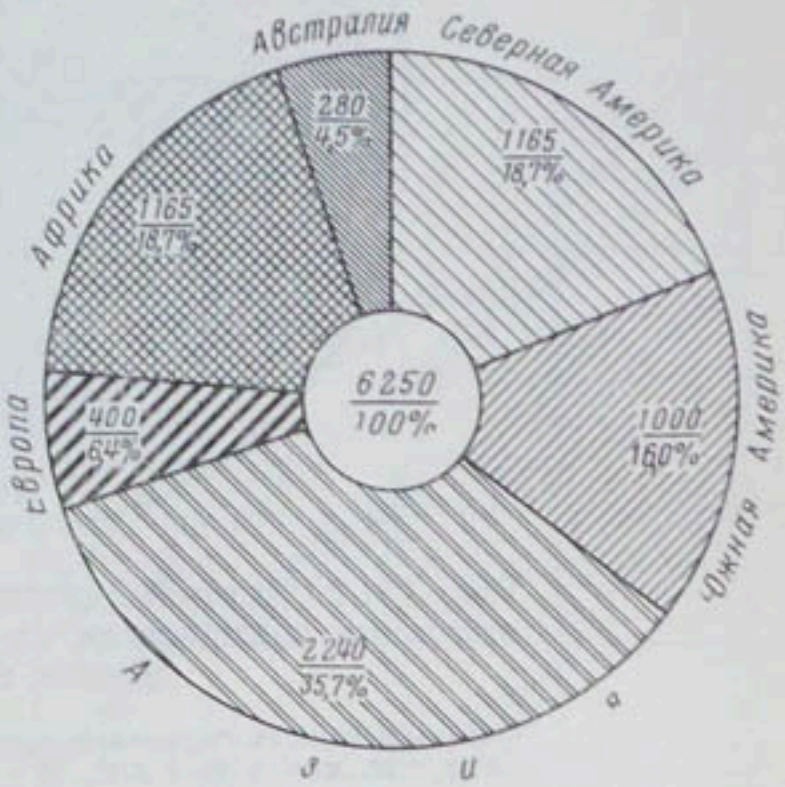


Рис. VII.1. Валовой потенциал энергии поверхностного стока отдельных континентов (в млн. *квт* и процентах от общего потенциала)

В соответствии с этим полная величина мировых потенциальных гидроэнергоресурсов речного стока приведена в табл. VII. 5 и на рис. VII. 1 — VII. 3.

Приведенные подсчеты внесли существенные изменения в прежние представления о распределении гидроэнергоресурсов по континентам. Особенно большие изменения получены по Африке и Азии. Новые данные показывают, что на Азиатском континенте сосредоточено почти 36% мировых запасов гидроэнергии, в то время как в Африке, которая считалась наиболее богатой гидроэнергетическими ресурсами, сосредоточено около 19%. В табл. VII. 6 приводится сопоставление данных, характеризующих распределение гидроэнергоресурсов по континентам, полученных по разным подсчетам.

Если даже учесть то, что прежние представления о распределении гидроэнергоресурсов основывались на данных, подсчитанных по стоку 95%-й обеспеченности, то все же нельзя не обратить внимания на исключительную завышенность в прежних представлениях потенциальных гидроэнергоресурсов Африки, исходивших из преувеличенных представлений о стоке рек этого континента. М. И. Львович отмечает, что прежние представления о многоводности рек Африки значительно изменились. Если годовой сток бассейна р. Конго — крупнейшей реки мира — прежде оценивался в 500—570 *мм* слоя, то в настоящее время стало известно, что он не превышает 370 *мм*. Для р. Нигер принимался слой стока 567 *мм*, а фактически он составляет около 300 *мм*. То же получается с данными о средней величине слоя стока, являющимися хорошими показателями гидроэнергетического потенциала отдельных континентов (см. табл. VII.7). Из этой таблицы видно, что по высоте континента и величине стока, т. е. по основным энергетическим показателям, Африка стоит далеко позади Азии и почти на одном уровне с Северной Америкой.

---

[1] В этих подсчетах были использованы данные схематической карты распределения годового стока рек земного шара М. И. Львовича [1]. Последняя работа М. И. Львовича [10] подтвердила эти исходные данные.

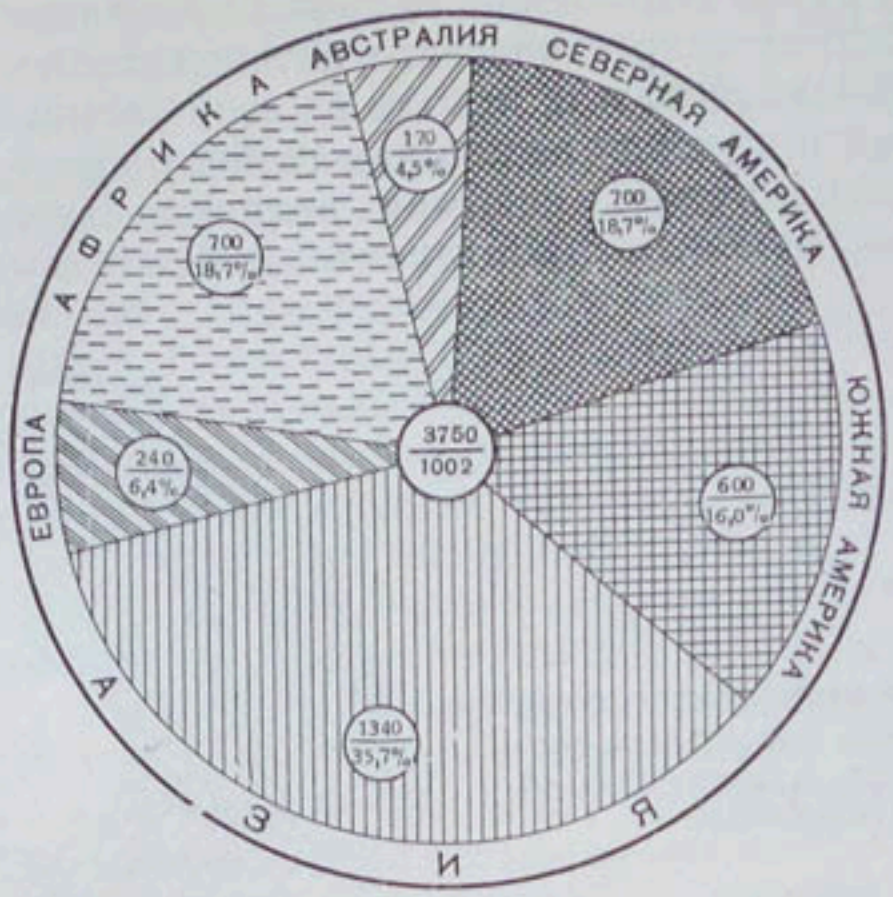


Рис. VII.2. Валовой потенциал энергии речного стока отдельных континентов (в млн. *квт* и в процентах от общего потенциала)

Насыщенность гидроэнергоресурсами территории континентов тыс. *квт·ч* на 1 *км*²

Северная Америка	300	Европа	225
Южная Америка	290	Африка	200
Азия	265	Австралия	170

Проведенные по единой методике подсчеты по установлению гидроэнергетического потенциала рек земного шара с распределением его по отдельным континентам показывают, что доля гидроэнергоресурсов Советского Союза составляет 12% мировых гидроэнергоресурсов, что ставит нашу страну далеко впереди других стран, характеризующихся высокой гидроэнергетической обеспеченностью.

Более точное сравнение гидроэнергетических ресурсов СССР и зарубежных стран затрудняется из-за различия методики учета. Отсутствие же необходимых исходных данных не позволяет провести детальные подсчеты, аналогичные тем, которые были проведены для определения гидроэнергоресурсов СССР.

Таблица VII.5

Гидроэнергетические ресурсы (полный гидроэнергетический речной потенциал) отдельных континентов по подсчетам, проведенным в СССР в 1951 г.

Континент	Гидроэнергоресурсы		% от итога по земному шару	Удельная величина гидроэнергоресурсов, *квт/км*²
	млн. *квт*	млрд. *квт·ч*		
Европа	240	2 100	6,4	25
Азия	1340	11 750	35,7	30
Африка	700	6 150	18,7	23
Северная Америка	700	6 150	18,7	34
Южная Америка	600	5 250	16,0	33
Австралия	170	1 500	4,5	19
Итого по земному шару	3750	32 900	100,0	28
СССР, по данным на 1965 г.	450	3 950	12,0	20

Результаты проведенных в СССР подсчетов мировых гидроэнергетических ресурсов были опубликованы в 1956 г. в журнале «Гидротехническое строительство» [11], были доложены на заседании Мировой энергетической конференции в Вене в 1956 г., опубликованы в вышедшем в 1958 г., в Москве сборнике «Энергетика мира», докладывались на заседании группы экспертов по гидроэнергоресурсам ЕЭК ООН в 1956 г.

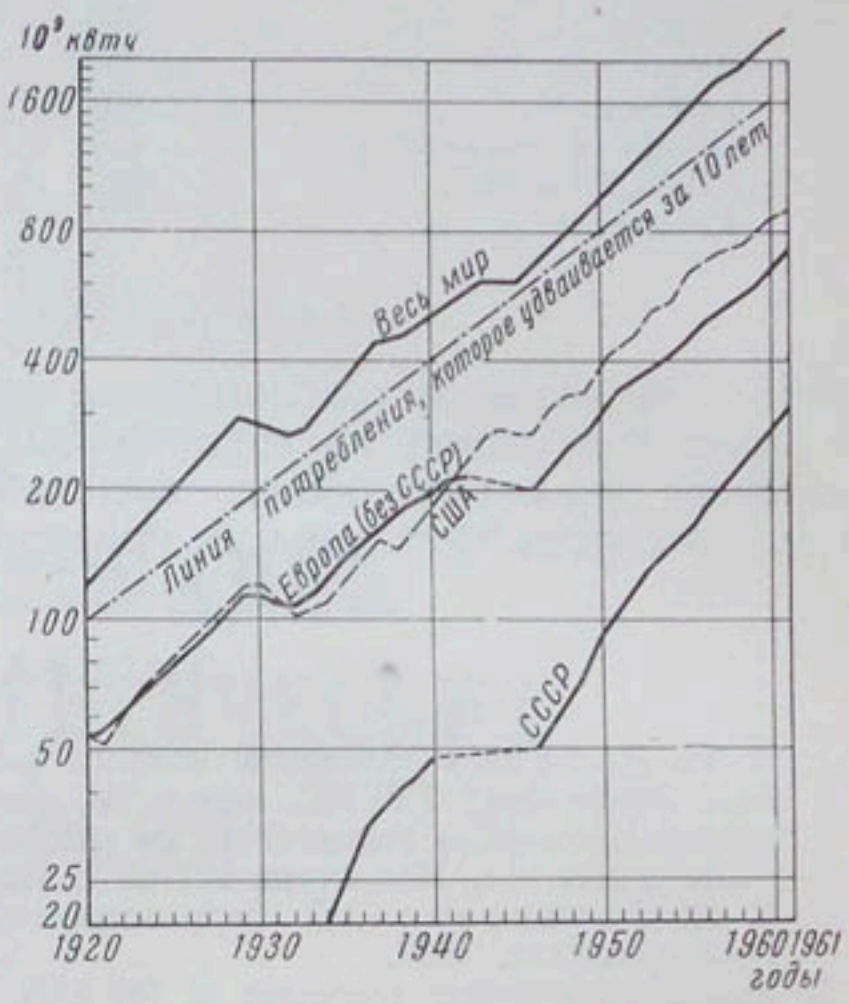


Рис. VII.3. Кривые валового потребления электроэнергии всего мира, Европы (без СССР), СССР и США за 1920—1961 гг. (полулогарифмическая шкала)

За время, прошедшее после проведения подсчета мировых гидроэнергоресурсов (1951 г.), во многих странах были проведены значительные работы по определению гидроэнергоресурсов. Большая работа проводится в рамках Комитета по электроэнергии ЕЭК ООН по определению валового гидроэнергопотенциала Европы и по уточнению методики этого подсчета. Однако нет работ, которые могли бы дать оценку по единой методике гидроэнергоресурсов мира, основанную на проведении детальных подсчетов по отдельным странам. Поэтому указанная выше работа

Таблица VII.6

Сопоставление данных о распределении потенциальных гидроэнергетических ресурсов по континентам
(% от итога по земному шару)

Континент	По данным Геологической службы США	По данным Оксфордского атласа	По данным Югославского делегата на IV МИРЭК	По данным ООН	По подсчету, произведенному в СССР в 1951 г.
Европа	10,0	10,3	3,6	13,8	6,4
Азия	24,2	22,8	41,2	34,0	35,7
Африка	38,7	41,1	20,5	32,2	18,7
Северная Америка	14,0	12,7	12,6	11,4	18,7
Южная Америка	9,6	10,1	19,8	7,6	16,0
Австралия	3,5	3,0	2,1	1,0	4,5
Земной шар	100	100	100	100	100

Таблица VII.7

Континент	Средняя высота континента по Крубе-ру, м	Средняя высота континента по данным подсчета потенциальных гидроэнергоресурсов 1951 г.	Высота слоя стока, см	Площадь континента, млн. км²	Годовой сток, км³
Европа	300	322	26,5	9,7	2560
Азия	950	912	22,0	44,5	9740
Африка	650	653	20,3	29,8	6070
Северная Америка	715	658	31,5	20,4	6450
Южная Америка	580	605	45,0	18,0	8130
Австралия	350	344	7,7	8,0	610

1951 г., несмотря на приближенные методы, позволяющие получить лишь осредненную оценку по характерным частям континентов, не утратила интереса для оценки общего масштаба величины потенциальных гидроэнергоресурсов по отдельным континентам и по всему миру.

ЛИТЕРАТУРА

1. М. И. Львович. Элементы водного режима рек земного шара. Труды научно-иссл. учреждений ГУГМС, серия IV, вып. 18. Свердловск — Москва, 1945.
2. Энергетика мира и перспективы ее развития. Доклады VI Мировой энергетической конференции в г. Мельбурне в 1962 г. Под ред. К. Д. Лаврененко. М., 1964.
3. А. Н. Вознесенский. Гидроэнергетические ресурсы СССР. Энергетика мира. Госэнергоиздат, 1957.
4. Hydroelectric power resourees of the U.S. 1957 (Federal power comission, Washington).
5. World Power Conference Survey of Energy Resourses, 1962.
6. U. S. Geological Survey Circular, 1954, p. 329.
7. Oxford economic atlas of World. Oxford University Press, 1954.
8. Transactions of the fourth World Power Conference, 1950 г., т. IV, London.
9. Мировое использование атомной энергии. Материалы Международной конференции в Женеве, VIII, 1955 г.
10. М. И. Львович. Сток рек земного шара. «Природа», 1960, № 5.
11. А. Н. Вознесенский и И. А. Терман. Гидроэнергетические ресурсы СССР. «Гидротехническое строительство», 1956, № 4.

Часть вторая

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Глава восьмая

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Развитие гидроэнергетики оказывает многообразное влияние на экономику страны, рост производительности общественного труда и производственную специализацию районов. Кроме того, функции, роль и показатели гидроэнергетики в большой степени определяются экономическими особенностями районов, характером требований к энергетическому и водному хозяйству данного района. Особенности технической и экономической структуры гидроэнергетики определяют собой характер и результаты этого взаимного влияния, выражающиеся в конечных экономических показателях каждой гидроэлектростанции, которые и подлежат учету во всех народнохозяйственных оценках и сравнениях.

Прежде чем приступить к изложению существа вопроса, необходимо, во избежание недоразумений, оговорить некоторые положения.

1. Следует иметь в виду, что методика технико-экономических расчетов в гидроэнергетике базируется на сопоставлениях с «заменяемыми» тепловыми станциями. Этот термин, получивший признание в научной литературе и проектной практике, нельзя признать вполне удачным, так как он иногда порождает представление о принципиальном противопоставлении одних источников энергии другим. Между тем такое противопоставление принципиально неверно. Абсолютные размеры роста электропотребления и заданные темпы дальнейшей электрификации страны требуют мобилизации всех наиболее экономичных видов энергоресурсов для использования в соответствии с их технологическими свойствами и экономическими особенностями. Конкретной задачей в этой области является определение последовательности их освоения в связи с условиями размещения, подготовленности к освоению, условиям топливно-энергетического баланса и технико-экономическими показателями использования. Сравнение с тепловыми станциями лежит также в основе выбора параметров гидроэлектростанций. Поэтому, имея в виду дальнейший ход анализа, следует учитывать *расчетно-методологический* аспект производимых сопоставлений.

2. Следует далее учитывать, что во всех случаях сравнений гидравлических и тепловых станций по существу имеется в виду не сопоставление двух изолированных источников энергоснабжения, а сравнение *двух вариантов структур* энергосистем — с гидростанцией и без нее, каждый из которых предполагает оптимальное соотношение всех слагаемых этих систем. Другими словами, и тепловые и гидравлические электростанции всегда необходимо рассматривать как составную часть крупной энергосистемы, в которой каждому источнику энергоснабжения могут быть

выделены функции, в наибольшей степени отвечающие его технологическим свойствам и экономическим характеристикам.

3. Следует также иметь в виду, что излагаемые ниже технико-экономические *факторы и принципы* развития гидроэнергетики не идентичны технико-экономическому обоснованию конкретных объектов. Так, например, из того факта, что экономическая структура ГЭС в высокой степени отвечает задачам снятия пиков графика нагрузки, вовсе не следует, что каждая данная конкретная ГЭС в данной конкретной энергетической системе является наилучшим источником пиковой энергии. В каждом отдельном случае необходимо производить технико-экономическое сравнение возможных вариантов, но делать это сравнение надо применительно к тем оптимальным функциям, которые может выполнить в энергосистеме каждый источник энергии.

В настоящее время наблюдается оживление интереса к гидроэнергетическому строительству во всех странах мира. В основе этого явления лежат, на наш взгляд, следующие тенденции:

а) огромное возрастание потребности народного хозяйства в воде;

б) резко обострившаяся проблема покрытия пика и других неравномерностей графика нагрузки;

в) техническая реконструкция тепловых электростанций, их переход на сверхвысокие параметры, применение блочных схем и агрегатов большой мощности, экономика которых требует максимально равномерной загрузки станций во времени с возложением снятия неравномерностей нагрузки на гидростанции и другие пиковые электростанции;

г) технический прогресс в гидростроительстве, повышающий его экономичность за счет новых конструктивных решений и рационализации производства работ, обеспечивающих резкое повышение производительности труда.

Указанные тенденции проявляются в разных странах по-разному, в зависимости от социального и экономического строя, структуры энергоресурсов, степени освоения и качественных характеристик гидроэнергоресурсов и т. д. Чтобы выяснить характер действия этих тенденций в наших условиях, нужно обратиться к рассмотрению основных технико-экономических аспектов освоения гидроэнергоресурсов в нашей стране.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Исходной технико-экономической позицией для оценки перспектив развития гидроэнергетики является *количественная характеристика гидроресурсов и уровень их освоения*. По подсчетам гидроэнергетических ресурсов, результаты которых изложены выше, теоретический потенциал гидроэнергии 4,7 тыс. рек определен в 3300 млрд. *квт·ч*, а технически возможный к использованию потенциал этих рек в 2100 млрд. *квт·ч*.

В проведенной в 1961 г. работе впервые была сделана попытка определить ту часть гидроэнергоресурсов, использование которой представляется эффективным в свете наших представлений о сравнительных экономических показателях производства тепловой и гидравлической энергии в том или ином районе (см. главу V). На основе характеристики района, составляемой с учетом обеспечения энергоснабжения размещаемых на его территории потребителей и учитывающей возможный удельный вес гидроэнергии в энергобалансе данной системы расчетных сроках окупаемости, были получены предельно допустимые значения удельных капиталовложений в строительство гидроэлектростанций. Сопоставление экономических показателей освоения отдельных водотоков

и речных систем с этими предельными величинами удельных вложений позволили выделить из величины технически возможных к использованию гидроресурсов их экономически эффективную часть, которая по подсчетам оказалась приближенно равной 1100 млрд. *квт·ч*, что в 2 раза больше экономического потенциала гидроэнергии США.

Для дальнейших оценок важное значение имеет также определение места гидроэнергетических ресурсов в общих запасах энергии страны. Это определение, разумеется, весьма условно, так как в этом случае приходится сравнивать невозобновимые энергоресурсы, с одной стороны, и постоянно возобновляемые запасы гидроэнергии — с другой. Тем не менее, такое сопоставление дает все же представление о различиях по-районной структуры энергетических ресурсов страны.

Методика ООН приводит гидроэнергоресурсы к сопоставимой с топливными ресурсами основе путем учета возможной выработки гидроэнергии за 1000-летний период. Все виды топлива выражаются в киловаттчасах, исходя из теоретического коэффициента 860 *кал* = 1 *квт·ч* и из среднего (25%) к.п.д. использования энергии во всей цепи трансформаций от источника энергии до потребителя. Гидроэнергия включается в подсчет при к.п.д., равном 100%.

Такой метод соизмерения исходит из предположения, что все топливные ресурсы поступают в народное хозяйство через одного энергоносителя — электроэнергию. Это верно для гидроэнергии, но для топливных ресурсов это правильно лишь частично. Бóльшую часть энергоресурсов используют в их непосредственном или облагороженном виде, минуя превращение в электроэнергию. В настоящее время «коэффициент электрифицированности» топливного баланса лишь немного превышает 20% и к 1980 г. достигнет примерно 40%. Поэтому распространять на все энергоресурсы коэффициент их преобразования в электрическую энергию вряд ли правильно. С другой стороны, подлежит снижению к.п.д. использования гидроэнергии, который не может быть равным 100%.

В силу этих соображений, по-видимому, целесообразнее произвести соизмерение гидравлических и топливных ресурсов не путем пересчета топлива в киловаттчасы, а посредством определения для гидроэнергии соответствующего топливного эквивалента по расходу условного топлива на выработку 1 *квт·ч* электроэнергии новыми, технически прогрессивными перспективными тепловыми электростанциями. Величина этого расхода принята равной 0,3 *кг* усл. топл.

Если подсчет по теоретическому термическому коэффициенту преобразования ресурсов в электроэнергию завышает удельный вес гидроэнергии, то приводимый ниже подсчет по удельному расходу несколько преуменьшает его (поскольку к.п.д. использования гидроэнергии выше к.п.д. той части топливных ресурсов, которые преобразуются в электроэнергию).

В табл. VIII. 1 приводятся данные, характеризующие абсолютные масштабы и структуру энергоресурсов по основным экономическим районам СССР. Суммарная величина топливно-энергетических ресурсов страны составляет 6,9 триллиона *т*, на долю гидроресурсов приходится величина, примерно равная 1 триллиону *т*, или около 15%. В районе Сибири, Дальнего Востока, Средней Азии и Казахстана сосредоточено 90% топливных и 80% гидравлических ресурсов Советского Союза. Удельный вес гидроэнергии в структуре энергетических ресурсов, составляющий в среднем около 15%, в некоторых районах достигает преобладающего значения (Закавказье, Средняя Азия и др.), что и сказывается по структуре современного и перспективного электробаланса этих экономических районов.

Достигнутый уровень использования гидроэнергоресурсов СССР характеризуется следующими цифрами.

Таблица VIII.1

Район	Топливные ресурсы, млрд. *т* усл. топл.	Гидроэнергетические ресурсы		Суммарные ресурсы топлива и гидроэнергии млрд. *т* усл. топл.	Удельный вес гидроэнергоресурсов в энергоресурсах, %	Удельный вес районов, %		
		млрд. *квт·ч*	млрд. *т* усл. топл.			по топливу	по гидроэнергии	по всем энергоресурсам
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Северо-Западный . . .	259	99	29,7	288,7	10,3	4,2	3,0	4,09
Центральный	12	15	4,5	16,5	27,3	0,2	0,5	0,23
Волго-Вятский	2	15	4,5	6,5	69,5	0,03	0,5	0,09
Центрально-Черноземный	—	2	0,6	0,6	100,0	—	0,06	0,01
Поволжский	63	71	21,3	84,3	25,2	1,04	2,1	1,19
Северо-Кавказский . . .	62	108	32,4	94,4	34,6	1,02	3,2	1,33
Уральский	112	84	25,1	137,1	18,3	1,86	2,5	1,94
Западно-Сибирский . .	775	144	43,2	818,2	5,3	12,7	4,3	11,6
Восточно-Сибирский . .	2613	848	254,4	2867,4	8,9	42,8	25,4	40,5
Дальневосточный . . .	1848	1009	302,4	2150,4	14,1	30,3	30,2	30,4
Украинская ССР . . .	145	42	12,6	157,6	8,0	2,4	1,3	2,24
Прибалтийский	6	12	3,6	9,6	37,4	0,1	0,36	0,01
Закавказский	17	191	57,3	74,3	77,3	0,3	5,7	1,05
Среднеазиатский	55	527	158,0	213,0	74,0	0,9	15,8	3,0
Казахстанский	115	163	48,9	163,9	29,6	1,9	4,8	2,29
Белорусская ССР . . .	3	6	1,8	4,8	37,4	0,05	0,18	0,07
Молдавская ССР . . .	—	2	0,6	0,6	100,0	—	0,06	—
Итого СССР . . .	6087	3338	1001,0	7087,9	14,1	100	100	100

Примечание. Данные о топливных ресурсах взяты из работы А. Е. Пробста [13] данные о гидроресурсах даются по подсчетам настоящей работы.

Таблица VIII. 2

Установленная мощность и производство электроэнергии на электростанциях СССР

Показатели	1955 г.	1965 г.	Рост по отношению к 1955 г.
Установленная мощность, млн. *квт*	37,2	115,0	3,1
Производство электроэнергии, млрд. *квт.ч*	170,2	506,7	3,0
В том числе:			
на тепловых электростанциях:			
установленная мощность, млн. *квт*	31,2	92,8	3,0
производство электроэнергии, млрд. *квт.ч* . .	147,1	425,3	2,9
на гидроэлектростанциях:			
установленная мощность, млн. *квт*	6,0	22,2	3,7
производство электроэнергии, млрд. *квт.ч* . .	23,1	81,4	3,5

Установленная мощность гидроэлектростанций СССР составила в 1965 г. величину примерно 22 млн. *квт*, или 19,3% суммарной мощности всех электростанций страны, удельный вес электроэнергии, вырабатываемой на гидроэлектростанциях в суммарном электробалансе СССР, был равен 16,9%. Данные, приводимые в табл. VIII.2, характеризуют положение гидроэлектростанций в структуре энергетики СССР.

Освоение гидроэнергетических ресурсов СССР по фактической выработке в 1965 г. составляло 3,9% от технически возможных к использо-

ванию и около 7,5% от экономических ресурсов гидроэнергии. Для сравнения отметим, что в США освоено около 30% ресурсов гидроэнергии, в Канаде и Франции — более 50%, в Италии и Японии — 60—70%. В 1964 г. производство электрической энергии в мире превысило 3000 млрд. *квт·ч*, в том числе на гидроэлектростанциях было произведено 820 млрд. *квт·ч*, или 28%. Установленная мощность гидроэлектростанций составила около 200 млн. *квт* из 720 млн. *квт* суммарной установленной мощности электростанций мира. Удельный вес СССР в мировом производстве электрической энергии составлял в 1964 г. около 15%, а в производстве гидроэлектроэнергии — примерно 9%.

Вопреки нередко встречающимся в литературе высказываниям, производство гидроэнергии за рубежом продолжает интенсивно расти, лишь незначительно отставая от темпов роста выработки электроэнергии в целом. В соответствии с этим в течение ряда последних лет удельный вес гидроэлектростанций в производстве электрической энергии мира близок к 28—30%, а по мощности составляет около 30%.

С 1955 по 1963 г. удельный вес гидроэнергии в выработке электростанций Западной Европы удерживается на уровне 36—40%. В США доля гидроэнергии в электробалансе составила в 1956 г. 18,2%, в 1962 г.— 18,2% и в 1963 г.— 16,7%. Однако удельный вес гидростанций в приросте мощностей был выше и составил в 1963 г. 26% — 3,2 млн. *квт* из общего ввода в этом году в размере 12,3 млн. *квт*.

Заметно снизилась доля гидроэнергии лишь в некоторых странах с особенно высоким уровнем освоения гидроресурсов (Канада, Италия и др.).

Таблица VIII. 3, составленная по данным статистики ООН, дает представление о сравнительной динамике производства и потребления гидроэнергии и ее месте в топливно-энергетическом и электрическом балансе мира, социалистических стран, стран Западной Европы и США.

Как видно из этих данных, рост выработки гидроэнергии опережал средние темпы роста величины топливно-энергетического баланса мира, который с 1950 по 1960 г. возрастал на 5% ежегодно, в том числе: уголь — на 4%, нефть — на 7,0%, природный газ — на 9,1% и гидроэнергия — на 7,7%. Особенно значительными темпами увеличивалось производство гидроэнергии в социалистических странах, где при среднем за 1955—1960 гг. темпе роста топливно-энергетического баланса 6,1% производство гидроэнергии увеличивалось на 15% в год. Удельный вес гидроэнергии в топливно-энергетическом балансе мира, составивший, по данным ООН 2%, при пересчете на реальный топливный эквивалент киловаттчаса равен 7%.

Подводя итоги сравнительной количественной характеристике гидроресурсов СССР и уровню их использования, необходимо подчеркнуть, что в Советском Союзе лишь начато освоение наиболее экономичной части своего гидропотенциала, приуроченной к восточным районам страны, тогда как экономические ресурсы гидроэнергии в большинстве капиталистических стран близки к исчерпанию. Большая обеспеченность страны гидроресурсами позволяет выбирать для строительства наиболее эффективные объекты, особенно в восточных районах, располагающих основной частью гидроэнергетического потенциала страны. Здесь гидроэнергетика выступает в качестве одного из основных факторов всестороннего комплексного развития производительных сил.

Таковы некоторые сравнительные количественные характеристики гидроэнергоресурсов и уровни их освоения в СССР и за рубежом.

В качестве другой отправной технико-экономической позиции для оценки перспектив развития гидроэнергетики важное значение имеет *качественная характеристика гидроэнергоресурсов*.

Роль гидроэнергии в топливно-энергетическом балансе стран и в производстве электроэнергии

Год	Уголь и лигниты	Нефть	Природный газ	Гидроэнергия*	Всего	Производство электроэнергии: всего млрд. *квт·ч*	в том числе гидроэнергия: млрд *квт·ч*	в том числе гидроэнергия: ко всей электроэнергии, %	доля электроэнергии в топливно-энергетическом балансе, % **
Весь мир									
Потребление энергии, млн. *т* у. т.									
1955	1815	948	397	59	3220	1544	472	30,5	22,3
1960	2204	1323	620	86	4233	2301	688	29,8	22,1
1963	2173	1624	799	101	4697	2849	798	28,0	24,4
Удельный вес, %									
1955	56,4	29,4	12,4	1,8	100	—	—	—	—
1960	52,3	31,1	14,6	2,0	100	—	—	—	—
1963	46,3	34,6	17,0	2,1	100	—	—	—	—
Среднегодовые темпы прироста, %									
1955—1960	4,0	6,9	9,1	7,7	5,5	8,2	—	—	—
1960—1963	Снижение	7,1	8,9	5,4	3,6	7,2	—	—	—
СССР и социалистические страны Европы									
Потребление энергии, млн. *т* у. т.									
1955	559,2	102,6	21,0	3,8	686,6	248,0	31,0	12,5	16,8
1960	655,8	178,8	75,2	7,9	917,7	415,4	63,2	15,2	18,9
1963	707,7	239,1	140,2	11,3	1098,3	569,0	90,2	15,8	20,7
Удельный вес, %									
1955	81,5	14,9	3,0	0,6	100	—	—	—	—
1960	71,5	19,5	8,2	0,8	100	—	—	—	—
1963	64,5	21,7	12,8	1,0	100	—	—	—	—
Среднегодовые темпы прироста, %									
1955—1960	5,4	11,7	29,0	15,3	6,1	11,0	—	—	—
1960—1963	4,0	10,3	23,2	12,7	6,3	11,1	—	—	—
Капиталистические страны Европы									
Потребление энергии, млн. *т* у. т.									
1955	560, 9	134,1	6,9	19,7	721,6	386,3	155,7	40,3	24,9
1960	526, 8	246,3	15,8	28,3	817,2	556,6	223,6	40,2	28,5
1963	540, 9	357,9	21,3	32,9	953,0	699,1	255,6	36,6	29,3
Удельный вес, %									
1955	77,8	18,6	0,9	2,7	100	—	—	—	—
1960	64,3	30,3	1,9	3,5	100	—	—	—	—
1963	56,8	37,7	2,1	3,4	100	—	—	—	—
Среднегодовые темпы прироста, %									
1955—1960	Снижение	12,9	18,1	7,6	2,6	7,6	—	—	—
1960—1963	1,0	13,2	10,6	5,1	5,0	7,9	—	—	—
США									
Потребление энергии, млн. *т* у. т.									
1955	403,7	515,4	350,9	15,1	1285,1	629,4	116,4	18,5	22,7
1960	359,2	593,3	482,2	19,3	1453,9	842,0	149,1	17,8	24,2
1963	383,0	640,5	565,9	21,6	1611,1	1012,0	169,0	16,7	25,1

Таблица VIII.3 (*окончание*)

Год	Уголь и лигниты	Нефть	Природный газ	Гидроэнергия*	Всего	Производство электроэнергии: всего млрд. *квт·ч*	в том числе гидроэнергия: млрд. *квт·ч*	в том числе гидроэнергия: ко всей электроэнергии, %	доля электроэнергии в топливно-энергетическом балансе, % **
Удельный вес, %									
1955	31,4	40,1	27,3	1,2	100	—	—	—	—
1960	24,8	40,7	33,2	1,3	100	—	—	—	—
1963	23,8	39,7	35,2	1,3	100	—	—	—	—
Среднегодовые темпы прироста, %									
1955—1960	Снижение	2,8	6,5	5,0	2,5	6,0	—	—	—
1960—1963	2,3	2,6	5,4	3,9	3,6	6,3	—	—	—

* Согласно методике ООН, удельный вес гидроэнергии в суммарном потреблении определяется, исходя из выработки в *квт·ч* и теоретического коэффициента пересчета на условное топливо—0,125 *кг/квт·ч* (1 *квт·ч*— 860 *ккал*). Если пользоваться практическими коэффициентами 0,4—0,5 *кг/квт·ч* (удельные расходы топлива на тепловых электростанциях), то удельный вес гидроэнергии в топливно-энергетическом балансе увеличится примерно в 3,5 раза (например, по данным 1960 г., для мира — до 7%).

** Данные определены, исходя из фактических удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии на соответствующие годы.

Понимая под качеством энергии степень соответствия режима ее выработки режиму энергопотребления, нужно напомнить, что качество энергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями, зависит в основном от следующих трех групп факторов:

1) степени естественной неравномерности гидроресурсов данного района, связанной с изменением во времени расходов рек этого района;

2) возможности смягчения этой неравномерности путем устройства регулирующих водохранилищ; эта возможность зависит от природных условий долины реки, условий затоплений и т. д.[1];

3) условий использования гидроэлектростанций в энергосистемах и, прежде всего, степени неравномерности графика нагрузки, определяющих величину возможного преобразования минимальной зарегулированной мощности в полноценно используемую «пиковую» мощность.

Указанные факторы, в свою очередь, определяются промышленной структурой района и его производственной специализацией.

В восточных районах страны высокое качество энергии достигается преимущественно за счет благоприятных природных факторов, обеспечивающих при помощи водохранилищ возможность выравнивания энергоотдачи ГЭС в годовом и многолетнем разрезах в соответствии с требованиями энергоемких потребителей.

В районах Европейской части СССР природные факторы качества энергии значительно менее благоприятны, чем в восточных районах страны. Но наличие здесь разнообразной промышленности и высокого удельного веса коммунально-бытового энергопотребления обусловливают возрастающую неравномерность графика нагрузки. В связи с этим для ограниченных ресурсов гидроэнергии района выделяется все более острая зона графика нагрузки, в которой данное количество зарегулированной энергии преобразуется во все большую величину участия ГЭС в покрытии графика нагрузки.

---

[1] Первые две группы факторов подробно рассмотрены в главе IV.

Высокое значение коэффициента преобразования $w = \frac{P_{пик}}{P_{сред.\ мес}}$ [1],

достигающее в ряде случаев 6—8, в значительной мере компенсирует неблагоприятность природных условий, позволяя получить энергию необходимого качества при малой степени зарегулированности стока.

Значение системного фактора качества энергии в перспективе непрерывно нарастает с ростом и обострением пика графика нагрузки, с одной стороны, и снижением удельного веса гидроэнергии в электробалансе (ввиду ограниченности гидроресурсов районов Европейской части),— с другой.

Таблица VIII. 4

Гидроэлектростанция	Удельные капиталовложения на 1 *квт* установленной мощности		Удельные капиталовложения на 1 *квт* гарантированной мощности	
	руб.	%	руб.	%
Саянская	110	100	275	100
Красноярская	110	100	300	109
Плявинская	90	82	1000	365
Волжская имени XXII съезда КПСС	220	200	700	254

В соответствии с этим могут быть ослаблены требования к степени зарегулированности водотоков. Иллюстрацией этого положения может служить Плявинская ГЭС на р. Западная Двина. В первоначальных проектных материалах Плявинская ГЭС мощностью 825 тыс. *квт* при работе в местной системе полноценно использовалась в балансе мощностей лишь при наличии крупного лежащего выше Витебского водохранилища. В настоящее время Плявинская ГЭС строится для работы в объединенной энергосистеме северо-запада, что позволяет при гарантированной мощности станции 80 тыс. *квт* развить установленную мощность станции до 825 тыс. *квт* без Витебского водохранилища.

Если, таким образом, в западных районах страны системные условия позволяют снизить требования к степени зарегулированности, то в восточных районах положение оказывается другим. Так, в Сибирском энергообъединении, уплотненный график нагрузки которого отражает высокий уровень развития энергоемких производств и в структуре которого значителен удельный вес гидроэлектростанций, требования к зарегулированности водотоков оказываются значительно более высокими, чем в западных районах страны. Эти различия находят свое отражение в водноэнергетических характеристиках запроектированных каскадов ГЭС (см. главу IV).

В итоге можно сказать, что в западных районах страны более благоприятные системные условия в известной мере уравновешивают менее благоприятную, чем на востоке, природную обстановку и способствуют известному (хотя и далеко неполному) межрайонному нивелированию качества гидроэнергии. В конечном счете, это находит свое выражение в показателях удельных капитальных вложений. В табл. VIII. 4 приводятся данные о влиянии системных условий на экономические показатели ГЭС.

---

[1] Это означает, что зарегулированная среднемесячная мощность ГЭС величиной, предположим, 50 тыс. *квт*, может быть преобразована за счет суточного и недельного регулирования в полноценно используемую установленную мощность 300—400 тыс. *квт*.

Как видно из этих данных, расчет удельных капиталовложений на 1 *квт* гарантированной среднемесячной зарегулированной мощности выявляет весьма большие различия в этом отношении между районами Сибири и Европейской части СССР. Разница в системных условиях, определяющих возможность преобразования гарантированной энергоотдачи в установленную мощность, полноценно используемую в балансе мощностей системы, значительно смягчает различия в величинах удельных капиталовложений на 1 *квт* установленной мощности между районами Европейской части СССР и Сибири, хотя и не устраняет их полностью. Однако на основе приведенных данных нельзя еще сделать вывода о бóльшей или меньшей экономичности той или иной ГЭС в разных районах страны. Этот вывод зависит не только от экономических характеристик самих ГЭС, но и от топливно-энергетической характеристики того или другого района и показателей заменяемых тепловых электростанций. Однако можно сказать, что системные условия — развитие централизованного энергоснабжения, параллельная работа с тепловыми станциями, расширение границ энергосистем и увеличение пиков графика нагрузки — являются одним из важнейших факторов улучшения качественных характеристик ГЭС и их технико-экономических показателей. Выведенные с учетом качества гидроэнергии экономические показатели ГЭС закладывают основу для дальнейших сравнений с тепловыми станциями и выведения показателей эффективности.

Сделанные на сопоставимой качественной основе. эти показатели эффективности, определенные путем сопоставления с заменяемыми тепловыми электростанциями, характерными для данного района, позволяют производить сравнительную оценку экономичности гидростанций, расположенных в разных районах страны. Экономическая оценка роли и эффективности гидроэлектростанций зависит, однако, не только от энергоэкономических сравнений. Она связана также со специфической особенностью гидростанций *единством цикла водохозяйственного и энергетического использования*. Гидростанции смыкают между собою две важнейшие отрасли народного хозяйства: энергетику и водное хозяйство.

Со времени ленинского плана ГОЭЛРО гидростроительство имело своим назначением решение комплексных водохозяйственных задач. В плане ГОЭЛРО указывалось на необходимость «комбинировать использование гидротехнических сооружений для нескольких целей, чтобы стоимость их могла быть разложена на ряд взаимосвязанных предприятий (использование водной энергии с шлюзованием рек, орошением и т. п.)». Все последующее гидростроительство осуществлялось в соответствии с этим принципом. К числу действующих крупных комплексных гидроузлов, оказывающих многообразное воздействие на экономику обширных экономических районов, относятся Днепровский, Каховский и Кременчугский гидроузлы на Днепре, гидроузлы на Волге; Мингечаурский на р. Куре; Разданский каскад гидростанций в Армении; Фархадский и Кайраккумский гидроузлы на р. Сыр-Дарье и ряд других. На базе водохранилищ действующих гидроэлектростанций Средней Азии и Закавказья орошается свыше 1 млн. *га*. Возведением гидроузлов заложена основа для дальнейших широких комплексных мероприятий, всесторонне реализуемых в предстоящей перспективе.

Задача увеличения площади орошаемых земель потребует широкого строительства комплексных гидроузлов, таких, как Токтогульский на р. Нарын, обеспечивающий регулирование речной системы Нарын — Сыр-Дарья и на этой основе выработку значительного количества дешевой энергии и крупного прироста орошаемых площадей, Чарвакский на р. Чирчике и ряд др.

Сооружение Зейской ГЭС на р. Зее позволит избавить наиболее плодородные районы Дальнего Востока от губительных наводнений. Каневд-

освоение Нижнего Днепра.

Водные ресурсы создаваемых при гидроузлах водохранилищ будут важнейшим источником покрытия потребности в воде для промышленных и бытовых целей, которая возрастает в огромной степени. В ряде районов уже в настоящее время недостаток воды становится источником серьезных трудностей для их экономического развития. Следует напомнить, что 27% территории СССР — наиболее развитая в экономическом отношении часть страны — располагает лишь 2% водных ресурсов. Огромный рост объемов производства во всех отраслях народного хозяйства приводит к дальнейшему весьма значительному росту потребности в воде. В частности, на изменение водного баланса серьезное влияние окажет задача резкого увеличения продукции сельского хозяйства и повышения урожайности зерновых. Все это создает серьезное противоречие между растущими потребностями народного хозяйства в воде и незарегулированным стоком. Это противоречие может быть устранено или сглажено лишь посредством регулирования речного стока, путем создания централизованного управляемого водного хозяйства, базирующегося на каскадах гидроузлов, расположенных на важнейших речных системах. Создание такого управляемого водного хозяйства становится необходимым условием успешного развития народного хозяйства.

Управляемое централизованное водное хозяйство теснейшим образом смыкается с единой энергетической системой страны. Для гидроузлов, расположенных на реках с разным гидрологическим режимом, компенсированное регулирование позволяет при помощи энергетических перетоков не только увеличить суммарную гарантированную энергоотдачу, но и добиться оптимального сочетания интересов энергетики и водного хозяйства. Примером в этом отношении могут служить формирующиеся среднеазиатские водохозяйственная и энергетическая системы.

Сложная задача комплексного компенсированного регулирования будет решаться в рамках энергетического объединения — Сибирь — Европейская часть СССР. Уже создание энергосистемы Центральной Сибири позволит организовать совместную работу водохранилищ при гидроузлах на реках Ангаре и Енисее, характеризующихся асинхронным гидрологическим режимом и разными возможностями создания регулирующих водохранилищ. Так, связь между Красноярской ГЭС на р. Енисее и Братской ГЭС на р. Ангаре, которая будет осуществляться по линии электропередачи напряжением 500 *кв*, позволит повысить суммарную гарантированную отдачу этих ГЭС по сравнению с арифметической суммой их отдач в маловодные периоды при работе каждой из них в отдельности. Наличие электрической связи позволяет значительно повысить общую гарантированную отдачу ГЭС в энергосистеме. Создаются возможности преобразования значительной части сезонной энергии Красноярской ГЭС в гарантированную, путем осуществления компенсированного регулирования обширным водохранилищем Братской ГЭС. В периоды паводков Красноярская ГЭС, работая всей установленной мощностью, будет отдавать избыточную электроэнергию в Иркутско-Братскую энергосистему. В это время Братская ГЭС будет снижать свою выработку, накапливая в водохранилище соответствующую часть стока р. Ангары. В период маловодья на р. Енисее отдача Братской ГЭС будет увеличиваться за счет сработки накопленного стока, и соответствующий поток электроэнергии будет поступать в Красноярскую энергосистему.

При осуществлении межбассейнового компенсированного регулирования Ангары и Енисея будут приниматься во внимание не только интересы энергетики, но и интересы водного транспорта, требования которого

пором участках Нижней Ангары и Енисея будут накладывать известные ограничения на масштабы энергетических перетоков. По мере завершения строительства каскадов эти ограничения будут отпадать, а ввод в действие новых гидроузлов позволит еще более увеличить масштабы компенсированного регулирования и обусловленный им прирост гарантированных мощностей.

Объединение Сибирской энергосистемы с ЕЭС Европейской части СССР открывает еще более широкие перспективы для проведения комплексного межрайонного компенсированного регулирования, реализующего асинхронность стока рек Сибири и Европейской части страны, а также сдвиг во времени максимума нагрузок за счет разницы поясного времени. Как показали расчеты, такое объединение позволит увеличить суммарную гарантированную мощность ангаро-енисейских и волжско-камских ГЭС более чем на 1 млн. *квт*.

Межбассейновое (межрайонное) компенсированное регулирование в сочетании с внутрикаскадным регулированием позволит распределить водные ресурсы огромных территорий между компонентами комплекса и выбрать такой режим совместной работы обширной сети водохранилищ, который даст наивысший экономический эффект для всего объединенного энергетического и водного хозяйства страны. Нахождение оптимального решения потребует экономического сравнения многочисленных вариантов с широким использованием счетно-решающих устройств. В этих сравнениях должны быть полностью отражены требуемые для осуществления компенсированного регулирования капиталовложения, правильная оценка которых может ограничить масштаб осуществляемых мероприятий.

Нарастающий комплексный эффект использования водных ресурсов должен быть полностью отражен в экономических расчетах. Насколько значителен удельный вес неэнергетических компонентов водного хозяйства, видно из того, что, по имеющимся подсчетам, гидроэнергетика стоит на втором-третьем месте по величине капиталовложений, относимых на долю того или другого компонента комплекса.

Комплексное использование водных ресурсов, для которого в социалистических странах открыты самые широкие возможности, прокладывает себе дорогу и в капиталистических странах, правда, противоречиво и непоследовательно. Так, например, в США осуществляется обширная схема реконструкции р. Миссури в интересах энергетики, ирригации, борьбы с паводками и водного транспорта. На притоках Миссури построены десятки плотин, а на главном стволе реки, в ее среднем течении шесть крупных гидроузлов должны обеспечить полное комплексное регулирование стока. Полезная емкость водохранилищ этих узлов — около 70 млрд. $м^3$, в том числе уже построенных 4 узлов — около 47 млрд. $м^3$, что превышает сток р. Миссури в ее устье. Установленная мощность гидростанций при полном завершении строительства указанных гидроузлов составит более 2 млн. *квт* с суммарной стоимостью свыше 1150 млн. долл. После десятилетий упорной борьбы между монополиями в 1959 г. завершен комплекс гидротехнических сооружений на р. Св. Лаврентия, где, кроме производства электроэнергии, предусмотрено коренное улучшение судоходных условий для пропуска морских судов из Атлантического океана в Великие озера.

В частности, представляет интерес распределение комплексных затрат на строительство многоцелевых гидроузлов США в бассейне рек Колумбии и Теннесси. Это распределение осуществляется на основе методики, принятой в федеральных энергетических организациях США [1].

---

[1] Характеристика этой методики дается ниже.

в бассейне р. Колумбии, имеющих комплексное значение (в млн. долл.)

По гидроузлам системы р. Теннесси администрацией долины р. Теннесси (TVA) принято в соответствии с получаемым экономическим эффектом следующее распределение инвестиций по сооружениям комплексного назначения между отдельными компонентами: энергетика — 42%, водный транспорт — 27%, борьба с наводнениями — 31%. Эксплуатационные издержки распределяются примерно в этих же соотношениях.

Как видно из приведенных данных, учет экономического значения гидростроительства для всех элементов водохозяйственного комплекса оказывает существенное влияние на повышение экономичности энергетической слагаемой: разнесение затрат по элементам комплекса снижает удельные затраты, относимые на энергетику, в 2 раза и более (Гренд Кули, Бонневиль и др.).

Таблица VIII. 5

Гидроузел	Стоимость гидроузла	В том числе отнесено на энергетику
Гренд Кули	534,9	202,4
Мак Нери	304,9	278,5
Даллес	255,4	233,7
Бонневиль	86,7	59,5
Хангри-Хорс	107,6	86,9
Прист Репидс	166,0	124,9

В Советском Союзе в течение длительного времени не уделялось необходимого внимания разнесению затрат между отдельными компонентами комплекса. При этом исходили из того, что это распределение в наших условиях, когда хозяином средств производства и источником финансирования является государство, не представляет существенного экономического значения. Этим утверждением игнорировался, однако, господствующий в нашей экономической жизни принцип хозяйственного расчета, когда каждая отрасль должна соизмерять выделяемые ей капитальные вложения с получаемым при их помощи экономическим эффектом. В настоящее время в этой области достигнуто существенное улучшение. В результате более правильного подхода к распределению затрат выявилась экономическая эффективность ряда объектов, которые ранее считались неэффективными. Применяемая при этом методика оценки эффективности мероприятий комплексного назначения и размещения затрат между участниками этих мероприятий базируется на принципах «Типовой методики» АН СССР и характеризуется ниже.

К числу технико-экономических особенностей гидроэлектростанций, которые необходимо учитывать при технико-экономическом обосновании гидроэнергостроительства, относится *единство цикла сосредоточения энергоресурса и выработки электроэнергии.* Возводя гидротехническое сооружение, концентрируя напор и образуя водохранилище, мы одновременно сосредоточиваем энергоресурс и создаем электростанцию, которая этот ресурс реализует. Поэтому во всех технико-экономических расчетах, базирующихся на сравнении с альтернативным вариантом тепловой электростанции, сопоставимым вариантом явится тепловой цикл производства электроэнергии, включающий в себя тепловую электростанцию и источник топливоснабжения в виде шахты, угольного разреза, газовой скважины и т. д., а также транспортные коммуникации, необходимые для доставки топлива на электростанцию.

Требование учитывать при сравнительных расчетах вложения средств в смежные отрасли (топливодобычу и транспорт) вытекает из очевидной необходимости обеспечить экономическую сопоставимость сравни-

ваемых вариантов двух типов производства электрической энергии. При этом капиталовложения в смежные отрасли ограничиваются учетом затрат средств в постоянно-возобновляемые элементы оборотных фондов, требующих соответственно постоянно возобновляемых вложений.

Достигаемая посредством учета затрат в сопряженной отрасли экономическая сопоставимость вариантов энергоснабжения выходит за рамки учета прямых капиталовложений и издержек в сопоставляемый круг объектов. Этот учет позволяет отразить такой фактор, как сроки строительства по сопоставляемым вариантам. Достаточно сказать, например, что строительство и подготовка к вводу в эксплуатацию крупной шахты, как источника топливоснабжения тепловой электростанции, требует до 5—7 лет. Значительное время необходимо также для подготовки газовых скважин, в особенности если учесть средние затраты времени на поисковую и промышленную разведку газовых месторождений.

Учет сопряженных отраслей позволяет, далее, более правильно отразить структуру основных фондов (соотношение продуктивной и непродуктивной их частей).

Правильный учет состава и экономических показателей сопряженных отраслей требует во многих случаях глубокого экономического анализа. Зачастую значительные трудности представляют выбор и экономическое обоснование заменяемого топлива. Таким топливом нередко является не тот непосредственный вид топлива, который сжигается в настоящее время на тепловых электростанциях района. В экономические подсчеты приходится включать так называемое «замыкающее» энергетический баланс данного района топливо и соответствующие капиталовложения и издержки. Под этим подразумевается тот вид топлива, добычу или завоз которого пришлось бы расширить в случае отсутствия предполагаемого гидроэнергостроительства. Естественно, что, как правило, таким замыкающим топливом является самое дорогое топливо из всех видов, потребляемых в данном районе, поэтому производимые подсчеты эффективности гидроэлектростанций на основе средней стоимости 1 *квт·ч* тепловых электростанций или средней стоимости топлива в районе являются неправильными и нередко занижают действительную эффективность гидроэлектростанций.

Правильный выбор заменяемого топлива является сложной экономической задачей, так как в результате широкого развития транспортных связей и удешевления транспорта топлива по железным дорогам, трубопроводам и газопроводам и в результате необходимости (ввиду дефицитности топливного баланса ряда крупных экономических районов) доставки топлива из районов Сибири, Средней Азии и т. д. приходится обосновывать этот выбор на основе анализа всего топливно-энергетического баланса страны.

Приведем примеры. Выбор заменяемого топлива для гидроэлектростанций районов Центра и Поволжья предполагает экономическое сравнение дополнительного расширения угледобычи в Донбассе или доставки в районы Центра электроэнергии из Сибири. Для закавказских станций (гидростанции Ингурского каскада и др.) заменяемым топливом не может явиться местный карадагский газ, ресурсы которого ограничены. Для восполнения недостатка карадагского газа в районы Закавказья подается газ ставропольского месторождения. Однако и этот вид топлива не может быть принят в расчет экономической эффективности гидростроительства в районах Закавказья, так как при дефиците топлива в районах Европейской части СССР дополнительная подача газа из Ставрополя в районы Закавказья для замены энергии новых закавказских гидроэлектростанций неизбежно привела бы к усилению дефицита топлива в районах Центра, Поволжья и других, вызвав тем самым необходимость дополнительного расширения добычи угля на менее эффектив-

ных участках Донбасса. По этим же соображениям не может быть принят в качестве «замыкающего» топлива для районов Европейской части СССР тюменский газ, а также газ из Средней Азии. Размеры его добычи и передача на Урал и Европейскую часть СССР в перспективе не позволят вытеснить более дорогое донецкое топливо, которое, следовательно, остается «замыкающим».

Таким образом, экономические показатели, которые должны быть введены в расчеты по определению экономической эффективности гидроэлектростанций в районах Европейской части СССР и Закавказья, будут зависеть от «расчетных издержек» по добыче дополнительных количеств донецкого топлива или же от экономических показателей энергии, передаваемой в перспективе из Сибири. Можно, следовательно, утверждать, что при расчетах экономической эффективности гидроэлектростанций должны учитываться «замыкающие» топливный баланс данного района затраты (капиталовложения и издержки). Все это свидетельствует о том, что учет затрат в сопряженной отрасли, обеспечивающий необходимую сопоставимость теплового и гидравлического циклов производства электроэнергии, придает выбору источника электроснабжения широкий народнохозяйственный аспект, далеко выходящий за рамки сопоставлений отдельных электрических станций.

Рассматривая единство процесса формирования энергоресурса и производства электроэнергии, как характерную черту гидроэлектростанций, и вытекающую отсюда необходимость сопоставления при энергоэкономических обоснованиях двух циклов производства электроэнергии — гидравлического и теплового, следует иметь в виду, что это сравнение не исчерпывается двумя изолированными источниками энергоснабжения: гидростанция — тепловая станция плюс топливоснабжающее предприятие.

Технико-экономические особенности каждого источника энергии существенно изменяются при его включении в энергетическую систему, в централизованное энергетическое хозяйство. Это хозяйство не механическое соединение, а органическое единство энергоснабжающих источников, транспортных средств и потребляющих устройств, комплекс, существенно преобразующий технологические и экономические характеристики каждого своего компонента по сравнению с характеристиками, свойственными ему в условиях обособленной работы. Поэтому технико-экономическое сопоставление двух циклов производства электроэнергии превращается в сравнение двух вариантов энергоснабжающей системы: один, включающий в свой состав гидростанцию, другой — не включающий.

Каждый из вариантов предполагает оптимальное с технологической и экономической точек зрения (при данной структуре энергосистемы) распределение энергетических функций между всеми электростанциями, топливоснабжающими предприятиями и транспортными средствами. Такое сравнение, которое, как показано ниже, закладывается в основу оценки экономической эффективности ГЭС, позволяет избежать встречающихся ошибок, зачастую резко искажающих результаты сравнений (сравнения показателей ГЭС с показателями тепловых станций, выведенными при учете наличия в системе данной ГЭС; неполный учет экономического значения режимов работы для разных типов генерирующих источников, топливоснабжающих предприятий и транспортных коммуникаций; недостаточно всесторонний анализ «топливного» эффекта гидростанций для энергосистем и т. д.).

Централизация энергетического хозяйства в настоящее время наиболее далеко продвинулась в области электроэнергетики. Следует предвидеть, что в перспективе будут централизованы все звенья энергетического хозяйства: газо-, тепло- и электроснабжение. Материальной осно-

вой этой единой централизованной энергоснабжающей системы явится совокупность генерирующих источников и транспортных средств в виде магистральных линий электро- и теплопередачи, газо- и нефтепроводов, повышающих и понижающих подстанций, газохранилищ и других устройств. Эти материальные элементы системы будут связаны между собой режимом энергетического процесса (производство, транспорт и потребление энергии), обеспечивающим наиболее эффективные с экономической точки зрения выбор и сочетание различных энергоносителей применительно к соответствующим функциям энергетического хозяйства и экономическим характеристикам каждого его компонента.

Одной из важнейших экономических особенностей гидроэлектростанций, оказывающих большое влияние на характер экономических показателей ГЭС, *является высокое органическое строение производственных фондов ГЭС* и, как следствие этого высокий уровень производительности труда [9, стр. 241].

Таблица VIII. 6

Издержки	Вся промышленность, %	Тепловой цикл. %	Гидравлический цикл, %
Зарплата	21	54	11
Амортизация	3,4	16	70
Прочие	75	30	19
	100	100	100

Значения показателей органического строения фондов (отношение *C/V*) отдельных гидростанций значительно колеблются, но, как показали расчеты, в среднем не менее чем в 15—20 раз превышают значения показателей органического строения фондов тепловых станций. Этот показатель по тепловым электростанциям составил: для периода 1952—1958 гг. 25, а для периода 1959—1965 гг.— 30; для периода 1970—1975 гг. он возрастет до 40 и для периода 1975—1980 гг.— до 70. Однако растут и показатели органического строения гидростанций, строительство которых намечено в эти же периоды, и соотношение этих показателей ГЭС и ТЭС составит в перспективе в среднем 15 : 1.

Производительность труда на гидравлических электростанциях по отчетным данным выше, чем на тепловых в 8 раз, а с учетом добычи топлива — примерно в 15 раз. Высокий уровень производительности труда находит свое выражение в разном соотношении затрат живого и овеществленного труда в составе издержек тепловых и гидравлических станций. Это видно из табл. VIII. 6, характеризующей структуру издержек по тепловому и гидравлическому циклам производства электроэнергии в сравнении со структурой издержек для промышленности в целом.

При такой структуре издержек себестоимость электроэнергии на гидроэлектростанциях примерно в четыре раза ниже, чем на тепловых. Это соотношение остается и в перспективе, хотя абсолютное значение себестоимости снижается.

В большинстве случаев более низкая себестоимость гидроэнергии по сравнению с энергией, вырабатываемой на тепловых электростанциях, сопровождается более высокими удельными капитальными вложениями в ГЭС, чем в ТЭС, и лишь у некоторых гидроэлектростанций уровень удельных капиталовложений и себестоимость энергии ниже, чем на тепловых станциях (с учетом вложений в топливную базу), т. е. эти гидроэлектростанции являются «абсолютно эффективными». Поэтому только

на основании низкой себестоимости производства электроэнергии нельзя говорить о заведомой экономичности ГЭС, как это делают некоторые авторы. Строительство плотин, деривационных каналов, водохранилищ и других сооружений ГЭС требует нередко значительных капиталовложений, которые должны быть соизмерены с достигаемым за их счет снижением величины текущих затрат в энергетике. Это соизмерение, в соответствии с действующей методикой АН СССР, производится путем определения срока окупаемости дополнительных вложений в гидроэлектростанцию или в форме «расчетных» издержек, позволяющих оценить уровень эффективности ГЭС.

Высокий уровень производительности труда и низкая стоимость энергии выявленных таким образом высокоэффективных ГЭС имеют огромное значение для повышения экономичности энергетического хозяйства, развития электроемких производств и специализации ряда районов, углубления электрификации ряда областей народного хозяйства, создания накоплений. Следует, в частности, учитывать, что масштабы внедрения электроэнергии как энергоносителя в те или иные отрасли народного хозяйства или быта теснейшим образом связаны с уровнем издержек в энергетическом хозяйстве, с той ценой, по которой электроэнергия будет отпускаться потребителям. Равным образом использование электроэнергии взамен газа или твердого топлива для промышленных печей находится в прямой зависимости от уровня стоимости электрической энергии. При высоком уровне издержек потребитель просто откажется использовать электроэнергию для этих процессов.

Низкая стоимость электрической энергии очень важна также для электроемких производств, экономические показатели которых в большой, а иногда в решающей, степени зависят от стоимости электрической энергии. Особенно существенны порайонные *различия* в уровне стоимости электрической энергии, в значительной степени определяющие условия географического размещения электроемких производств. В целом можно сказать, что от уровня издержек энергетического хозяйства в большой степени зависят масштабы внедрения электрической энергии во все отрасли и процессы народного хозяйства, а следовательно, и общий технический уровень экономики страны в целом. В этом отношении низкая себестоимость энергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями, является важным стимулом технического прогресса.

ФУНКЦИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Для понимания различных функций, выполняемых разными источниками энергоснабжения в едином централизованном энергетическом хозяйстве страны, имеют значение особенности структуры основных фондов у гидравлических и тепловых электростанций.

В составе основных фондов крупных современных тепловых электростанций преобладает оборудование, на долю которого приходится 60—70% стоимости основных фондов. В качестве примера в табл. VIII. 7 приведена структура основного капитала 55 новейших тепловых электростанций США (%).

Поэтому экономически оптимальным для таких станций является максимально выраженный базисный режим работы с предельно допустимой степенью загрузки оборудования. Такой режим, обеспечивая распределение постоянных издержек на наибольшую выработку, позволяет достигнуть наименьших удельных расходов топлива. Одновременно уменьшается транспортная слагаемая себестоимости топлива, особенно существенно при работе тепловой электростанции на газе. Неравномер-

ный режим работы такой электростанции вызывает необходимость строительства дорогостоящих газохранилищ или недоиспользование пропускной способности газопроводов, которую приходится определять по пиковой потребности. Как показывают расчеты, при снижении числа часов использования газопровода с 7500 до 5000 удельные капитальные затраты в транспорт газа увеличиваются на 40%, а себестоимость его франко-потребителя возрастает на 30—35%. Поэтому сокращение числа часов использования, связанное с использованием крупных тепловых электростанций в переменном режиме, крайне нежелательно и ухудшает их

Таблица VIII. 7

Производственные элементы станции	При работе на газе или нефти	При работе на угле
Котельное оборудование . .	36,4	40,6
Турбогенераторы	38,3	28,3
Сооружения	15,3	21,3
Вспомогательное электрооборудование	8,5	7,6
Прочее	1,5	2,2

экономические показатели, причем решающее значение в резком возрастании себестоимости энергии принадлежит постоянным издержкам. По нашим и зарубежным данным, себестоимость пиковой энергии оказывается в 3—5 раз выше энергии базисной.

В отличие от тепловых электростанций в структуре основных фондов гидростанций резко преобладает строительная часть, удельный вес оборудования не превышает 15—17% [1].

Основные вложения в сооружение ГЭС в малой степени зависят от величины установленной мощности, в частности, водосбросные сооружения определяются величиной подлежащего сбросу максимального расхода реки. В этих условиях и при естественно возобновляемом источнике энергии (отсутствии расхода топлива) наибольшая экономичность в использовании ГЭС обеспечивается не путем наиболее полной по времени загрузки оборудования, а наибольшим возможным использованием водотока, что достигается расширением установленной мощности в целях возложения на ГЭС снятия всех неравномерностей графика нагрузки (в межень) и наибольшего использования водных ресурсов (в половодье). Все это делает гидростанции по их экономической структуре и технологическим свойствам наиболее отвечающим требованиям резко переменного режима работы, тогда как для мощных блочных тепловых электростанций оптимальным является по возможности выравненный режим работы. Другими словами, в теплоэнергетике наиболее полное использование вложенных средств совпадает с наиболее полным использованием *оборудования* во времени, его наиболее полной загрузкой, выражаемой максимально допустимым числом часов использования установленной мощности в пределах суток, месяцев, сезона и года. Для гидростанций такой зависимости не существует. Наиболее полное ис-

---

[1] Различия между тепловыми и гидравлическими станциями по удельному весу затрат в строительство и в оборудование не совпадают с соотношением «активной» и «пассивной» частей основных фондов. Низкий удельный вес стоимости оборудования в основных фондах ГЭС не означает низкого удельного веса «активной» части основных фондов, так как в эту часть входит стоимость тех элементов основных фондов, которые учитываются статистикой по рубрике «сооружений» (плотины, доменные печи, шахты и др.). Плотины гидростанции, создающие напор и формирующие энергоресурс, являются, конечно, активной частью основных фондов. В целом основные фонды гидростанции характеризуются весьма высоким удельным весом «активной» части, не меньшей, чем у тепловых станций.

пользование вложенных в гидростанцию средств может достигаться при снижающемся числе часов использования установленной мощности ГЭС, разумеется, в меру удовлетворения необходимых требований энергосистемы, предъявляемых к гидростанции, и технологических возможностей самой гидростанции. Это значит, что устанавливаемая на ГЭС мощность должна быть развита в границах, обеспечивающих ее полноценное, не требующее дублирования, использование в балансе мощностей энергосистемы в расчетном маловодном году.

Указанное развитие мощности требует определенных капитальных вложений, которые обычно не ограничиваются стоимостью оборудования, так как иногда связаны с увеличением в некотором объеме строительных работ. Тем не менее, увеличение мощности гидростанций для снятия пиков графика нагрузки обычно обходится недорого: затраты на высоконапорных ГЭС составляют 15—20 и на низконапорных 40—50 *руб/квт*. В частности, увеличение мощности оказывается особенно экономичным, если дополнительные агрегаты могут быть размещены взамен пролетов водосливной плотины.

Стоимость пиковой мощности оправдывается обычно не столько тем, что она дает выработку, заменяющую соответствующую выработку энергии тепловых электростанций и расходуемого для этого топлива (число часов использования пиковой мощности может быть, как говорилось выше, очень малым), но главным образом тем, что она вытесняет мощность этих станций. Ввиду незначительности издержек по эксплуатации ГЭС развитие их мощности в целях срезки пиков и других неравномерностей графика нагрузки оказывается обычно весьма эффективным.

Указанные характерные особенности тепловых и гидравлических станций, обусловленные специфической структурой их основных фондов, делает, как правило, гидравлические и тепловые электростанции взаимодополняющими источниками энергии в рамках крупных энергетических систем. Принимая на себя снятие пиков графика и других неравномерностей нагрузки, гидростанции позволяют обеспечить тепловым электростанциям наиболее экономичный равномерный режим работы. Рациональное сочетание обоих видов и источников электроэнергии позволяет в результате обеспечить наиболее экономичный режим работы для энергетической системы в целом.

Указанная концепция рационального сочетания различных видов энергоисточников в рамках централизованного энергетического хозяйства в соответствии с их экономическими особенностями и технологическими свойствами последовательно реализовалась на всех этапах развития народного хозяйства страны. Уже Днепрогэс явился энергетической основой объединения Приднепровья и Донбасса в единую энергетическую систему, которая в дальнейшем интенсивно росла за счет ввода новых гидравлических и тепловых электростанций с возложением на ГЭС снятия всех неравномерностей графика нагрузки системы. Мощные гидроэлектростанции на Волге были запроектированы и осуществлены как пиковые электростанции для энергосистем Урала, Центра, Юга и Поволжья и в качестве таковых явились одним из решающих факторов формирования Единой энергетической системы Европейской части СССР.

Проблема выбора оптимальной структуры энергосистем, сочетания различных типов электростанций, в наибольшей степени отвечающих многообразным функциям, которые выполняют энергосистемы, становится в перспективе все более важной и актуальной. Дело в том, что ряд процессов, происходящих в народном хозяйстве и в социальной жизни страны, оказывает существенное влияние не только на масштаб, но и на структуру и режим электропотребления, обеспечение которого ставит перед энергосистемами все более сложные технологические и эконо-

мические задачи. Уже в настоящее время значительная часть электрической энергии потребляется в неравномерном режиме. Плотность графиков нагрузки в различных энергосистемах колеблется от 0,8 до 0,9; отношение минимальной нагрузки к максимальной составляет 0,7—0,8. В перспективе в результате экономических преобразований и социальных сдвигов, происходящих в нашей стране в период развернутого строительства коммунистического общества, режим энергопотребления существенно изменится под влиянием ряда факторов, действующих иногда в разных направлениях. Происходит процесс сокращения рабочего времени, сокращение ночных смен в производстве, интенсивное внедрение

Таблица VIII. 8

Система	Плотность графика нагрузки по годам			Отношение минимальной нагрузки к максимальной		
	1965	1970	1975	1965	1970	1975
Центральная	0,84	0,82	0,80	0,66	0,65	0,59
Южная	0,86	0,84	0,81	0,74	0,71	0,65
Уральская	0,91	0,89	0,86	0,81	0,78	0,71
Волжская	0,86	0,86	0,84	0,72	0,71	0,65
Северо-Западная	0,89	0,83	0,81	0,57	0,54	0,52
Сибирская	0,92	0,92	0,91	0,84	0,83	0,80

электроэнергии во все звенья сельского хозяйства и быта, весьма быстро увеличивается потребление электроэнергии во все расширяющейся сфере обслуживания населения. Идет процесс интенсификации использования оборудования, развития электротехнологии и электроемких производств, применение комплексной механизации и автоматизации производства. Развитие непрерывных процессов увеличивает базисную нагрузку энергосистем, но вместе с тем во многих отраслях и процессах интенсификация использования оборудования будет происходить за счет значительного повышения загрузки дневных (укороченных) смен при ликвидации или уменьшении загрузки ночной смены. В частности, в машиностроении полная загрузка второй смены является одним из важнейших резервов снижения фондоемкости машиностроительной продукции и повышения экономической эффективности капиталовложений; растущая нагрузка второй смены совмещается с вечерним осветительно-бытовым пиком.

В целом, как показывают многие исследования, равнодействующая происходящих процессов должна привести к некоторому разуплотнению графиков электрической нагрузки, главным образом за счет ее снижения в ночные часы.

Выполненные расчеты позволили оценить примерные характеристики перспективного режима электропотребления по отдельным энергосистемам страны (табл. VIII. 8).

В соответствии с этими характеристиками режима электропотребления и интенсивно возрастающими абсолютными значениями максимума подъем нагрузки в крупных энергосистемах должен сильно ускориться, достигая в таких системах, как объединенные энергосистемы Центра и Урала, 100 *Мвт/мин* и более.

Указанные характеристики режима электропотребления ставят перед электростанциями, работающими в энергосистемах, сложные задачи. Степень фактической неравномерности, с которой должны будут работать отдельные типы электростанций, принимающие на себя переменную нагрузку, будет в действительности большей, чем это следует из при-

веденных выше характеристик графика нагрузки, так как ряд генерирующих источников будет полностью работать в базе графика (атомные электростанции) или принимать незначительное участие в покрытии пиковой нагрузки (ТЭЦ). В силу этого остающееся на долю «режимных» станций энергосистемы регулирование графика нагрузки будет в ряде случаев характеризоваться подъемом от нуля до максимума.

Обострение пиковости графика нагрузки сопровождается возрастанием величины и частоты нерегулярных колебаний нагрузки, приобретающих зачастую характер — абсолютно и относительно — весьма значительных набросов и падений потребности энергосистемы в мощности.

Тенденция нарастающей неравномерности нагрузки происходит параллельно с перестройкой структуры теплоэнергетики на базе новейших конденсационных электростанций, оборудованных мощными котлами и турбоагрегатами на высокие и закритические параметры, работающими по блочной системе. Удельный вес этого оборудования будет резко увеличиваться в энергетических системах, так как только на основе массового его внедрения решаются коренные задачи технического прогресса в энергетике и обеспечиваются предусмотренные огромные темпы наращивания энергетических мощностей.

Как показывают предварительные проектные разработки, уже к 1975 г. удельный вес оборудования на параметры 130 *ата* и выше составит для страны в целом не менее 70% суммарной установленной мощности всех тепловых электростанций (включая ТЭЦ) и около 85% общей мощности конденсационных электростанций.

Между тем, как было показано выше, по экономическим показателям намечаемая структура тепловой энергетики требует использования генерирующих мощностей с наиболее полной загрузкой оборудования во времени и по наиболее равномерному графику работы. Переменный режим работы вызывает снижение экономичности новейших тепловых электростанций.

Нежелательность использования новейших мощных конденсационных электростанций в резко переменном режиме по экономическим соображениям дополняется ограничениями и по технологическим условиям.

Правда, по вопросу о маневренных качествах новейшего теплосилового оборудования высоких параметров у многих наших и зарубежных организаций имеются различные и подчас противоречивые мнения.

Это касается вопроса о технически допустимых величинах ежесуточной разгрузки оборудования, времени его пуска из различного температурного состояния оборудования, расходов тепла и топлива на пуски, приемлемости ежесуточных остановов оборудования, оценки влияния ежесуточной разгрузки и остановов оборудования на надежность и длительность его работы и т. д. Наиболее правильным, по-видимому, является вывод о том, что переход к все более крупным единичным мощностям на высокие и закритические параметры пара и лимитирование использования газомазутных топлив ограничивает маневренные возможности тепловых электростанций. Выше становится предел понижения нагрузки, сложнее режим пуска котло- и турбоагрегатов и т. д. Так, если для агрегатов сравнительно малой мощности, работающих на станциях с поперечными связями, допускается весьма глубокая разгрузка, то для перспективного парка оборудования ТЭС (турбины К-300-240, К-500-240, К-800-240 и котлы 950, 1600 и 2500 *т/час*) на закритические параметры пара возникнут при современных конструктивных решениях ограничения глубины разгрузки.

Систематизируя имеющиеся данные заводских конструкторских бюро и проектных институтов о технико-экономических показателях нового энергетического оборудования, можно следующим образом охарактеризовать примерные границы колебания нагрузки, которые могут допус-

каться без серьезных конструктивных изменений — КЭС с поперечными связями могут практически разгружаться до нуля. Но по электрическим связям и технологическим условиям следует около 20% их мощности оставлять в работе; КЭС с блочными агрегатами на параметры пара 130—240 *ата* возможно разгружать до 50—60% от $N_{ном}$ при работе на твердом топливе и до 30—40% при работе на газе и мазуте. В случае установки двухкорпусных котлов (дубль-блок) глубина разгрузки может быть увеличена в два раза.

В результате дальнейших разработок эти границы могут подвергнуться дальнейшим изменениям, но принципиальная тенденция, выраженная соотношением приведенных данных, по-видимому, сохранится, особенно если учитывать экономическую сторону вопроса.

Ввиду повышения требуемого в энергосистемах регулировочного диапазона и, в частности, снижения нагрузки в часы ночного провала, будут повышаться требования к маневренным качествам оборудования тепловых электростанций, включая необходимость их останова в ночное время, что само по себе представляет сложную задачу.

По данным ЦКТИ — 1963 г., блоки мощностью 150 и 200 тыс. *квт* пускаются из холодного состояния за 5—8 *час* и из горячего — за 2—3 *час*. По данным ХТГЗ — 1963 г., паровая турбина К-300-240 может принять полную нагрузку при пуске: из холодного состояния за 8—10 *час*, после суточной остановки — за 3—5 *час*; некоторого сокращения продолжительности можно добиться, по-видимому, за счет пуска на скользящих параметрах. Вместе с тем заводы отмечают, что ежедневные остановки котлов и разгрузка до минимума ведут к повышению расхода топлива и снижению надежности отдельных элементов котла и турбины [1]. Отмечается, что ежедневное снижение нагрузки до минимума нежелательно, особенно для блока мощностью 200 тыс. *квт* и выше [2].

Все изложенное свидетельствует о том, что и экономические характеристики и технологические особенности нового мощного теплоэнергетического оборудования предопределяют для него в качестве оптимального максимально выравненный режим работы. Поэтому, наряду с использованием гидроэнергоресурсов, покрытие пиков графика нагрузки и ее случайных колебаний требует учета соответствующих требований к теплоэнергетическому оборудованию, которое должно быть приспособлено к переменной работе. При этом должны быть рассмотрены экономические показатели всей цепи преобразований от потребителя до источника энергии, так как расчеты показывают, что сокращение числа часов использования транспортных средств и неравномерный режим эксплуатации топливных баз существенно повышает себестоимость добычи и доставки топлива. Так, даже сравнительно незначительное снижение времени использования газопровода приводит к существенному увеличению удельных капиталовложений и себестоимости передаваемого газа.

Указанное положение очень важно, так как иногда полагают, что именно газ является типичным топливом для регулирования режима энергосистем. Однако, такой вывод справедлив, по-видимому, лишь для районов, находящихся в непосредственной близости от месторождений природного газа. Для районов, удаленных от этих месторождений, наиболее экономичным энергоресурсом для регулирования режима энергосистем явится уголь, компактно и экономично складируемый, и местные ресурсы гидроэнергии.

В связи с проблемой создания специальных пиковых электростанций (к их числу можно отнести ГЭС с суточным регулированием, насосно-

---

[1] Подольский завод,— заимствовано из работы ЭНИНа «Обобщение и анализ имеющихся разработок по вопросу использования отдельных типов электростанций для покрытия пиковой части графиков нагрузки». М., 1964, стр. 256.

[2] Металлический завод. Там же, стр. 249.

аккумулирующие ГЭС, специальные маневренные КЭС со сниженными параметрами пара, газотурбинные и дизельные электростанции), возникает вопрос *о степени* их экономической эффективности по сравнению с использованием для этой цели базовых мощных агрегатов. Это сложный вопрос, над решением которого нужно еще много работать. Однако имеющиеся материалы свидетельствуют о том, что создание специальных пиковых электростанций представляется для многих систем наиболее экономичным решением проблемы. В выполненной в институтах «Гидроэнергопроект» и «Энергосетьпроект» работе, посвященной этому вопросу, были сопоставлены капитальные вложения и издержки в блочные мощные тепловые электростанции при последовательном изменении степени их участия в покрытии пиковых нагрузок.

В качестве эталона, для которого подсчитывались суммарные капитальные вложения и издержки производства за расчетный период, принимался вариант, не предусматривающий установки специальных пиковых электростанций. Следовательно, по этому варианту весь максимум нагрузки покрывался мощными блочными станциями. Потом процент участия этих станций в пиковом режиме последовательно снижался (доля специальных пиковых электростанций — ГЭС или КЭС — соответственно возрастала), а затем определялся размер затрат (капиталовложений и издержек) на «эталонные» станции уже при меньшей мощности и при более выравненном режиме их использования.

Разность между суммой расчетных затрат на тепловые блочные электростанции при отсутствии специальных пиковых электростанций (исходный вариант) и затратами на эти блочные станции по прочим вариантам определила предельный размер затрат, которые могли быть направлены на сооружение специальных пиковых электростанций.

Работа показала, что покрытие неравномерной зоны графика нагрузки крупными блоками с высокими начальными параметрами пара привело бы к серьезному ухудшению режима их работы, значительному перерасходу топлива и общему снижению их экономичности. Как правило, значительную часть пика графика оказалось целесообразным покрывать за счет сооружения специальных пиковых электростанций: обеспечиваемый таким путем эффект на эксплуатационных издержках при соблюдении равномерного использования основного блочного оборудования настолько велик, что быстро окупил бы даже более высокие удельные вложения в специальные пиковые станции. Предварительные расчеты свидетельствуют об экономической эффективности специальных пиковых электростанций в энергосистемах с дорогим топливом и значительной пиковостью графика при величине суммарных затрат (капиталовложений и издержек) за десятилетний расчетный период до 300—400 *руб/квт* и более.

Как следует из сказанного, нарастающая дифференциация функций, возлагаемых на энергосистемы, предъявляет настойчивые требования к соответствующей дифференциации типов станций и энергетического оборудования. Если в настоящее время имеющиеся конструктивные решения и их широкое промышленное освоение обеспечивают энергохозяйство в перспективе массовым поступлением эффективного базового оборудования, то вопрос наиболее экономичного покрытия пиковых нагрузок и выполнение других многообразных режимных функций в системах требует еще тщательного изучения, конструктивных разработок, промышленного освоения и технико-экономического сравнения вариантов.

Как было показано выше, одним из наиболее эффективных источников пиковой мощности по своей экономической структуре являются гидростанции. Взаимодействие между гидростанциями и энергосистемами способствует существенному улучшению экономики ГЭС и всех экономи-

ческих показателей энергоснабжения в целом. Весьма благоприятны для несения всех мощностных функций в энергосистеме технологические характеристики гидростанций. Гидростанции (как приплотинные, так и с напорными деривациями) могут практически мгновенно принять нагрузку. Высокие маневренные свойства ГЭС, ведущих суточное и другие виды регулирования, позволяют возлагать на них не только работу в пике графика, но и ведение частоты, несение аварийного резерва[1] и т. д. Работа ГЭС может быть всесторонне автоматизирована, в частности, например, проектируемое в системах подключение ГЭС к частотному реле позволяет путем автоматического включения и выключения агрегатов ГЭС поддерживать в системе надежное качество энергии.

Известные трудности с покрытием пиков в энергосистемах могут возникнуть в весенний период при прохождении паводков, когда ГЭС в целях максимальной выработки электроэнергии переходят в базис графика нагрузки, работая 24 *час* всей установленной мощностью. Однако, как показали расчеты, размещение в весеннем графике энергосистем паводковой энергии ГЭС в ряде случаев не будет изменять режима работы конденсационных станций. В этот период максимальная ордината графика снижается, острая часть пика округляется и конденсационные станции иногда остаются в той же зоне, что и раньше.

При значительном удельном весе в перспективных энергосистемах отопительных ТЭЦ, которые в этот период резко снижают отпуск тепла, паводковая энергия ГЭС будет размещаться в графике, заменяя собою главным образом выработку электроэнергии на ТЭЦ, производство которой в этот период становится невозможным (турбины с противодавлением) или нерациональным (турбины с отборами).

Все изложенное позволяет сделать вывод о том, что особенности экономической структуры гидравлических и тепловых электростанций и масштабы развития энергетических систем делают эти источники электроэнергии взаимодополняющими.

В связи с оценками экономических показателей ГЭС при их работе в переменных режимах следует *осветить вопрос о приносимой гидроэлектростанциями экономии топлива.*

Гидроэлектростанции используют вечно возобновляемый источник энергии и поэтому экономия топлива является одним из важных экономических результатов освоения гидроэнергоресурсов. Вызывает, однако, дискуссии вопрос о величине приносимой гидростанциями экономии топлива.

Некоторые авторы полагают, что величина удельной экономии существенно ниже среднего удельного расхода топлива на тепловых станциях современной или перспективной энергосистемы, в которой будет работать данная ГЭС и что в некоторых случаях ввод гидростанции может повести даже к перерасходу топлива в энергосистеме.

Указывается на то, что «заменяемая» гидроэлектростанцией новая мощная ТЭС будет при отсутствии ГЭС располагаться в базисе графика нагрузки, вытесняя в пик графика системы наименее экономичные, преимущественно устаревшие станции. Экономия топлива, приносимая новой тепловой электростанцией, определится в результате сопоставления двух величин: сбережением топлива за счет того, что число часов работы наименее экономичных тепловых электростанций сократится, и перерасходом топлива при переходе наименее экономичных станций в неравномерный пиковый режим работы. Заменяя в пике неэкономичную ТЭС, гидростанция как бы ослабляет «эффект вытеснения», и это должно быть

---

[1] Возможная длительность работы ГЭС в аварийном режиме зависит прежде всего от емкости водохранилища с условием восстановления сработанного количества воды.

учтено при определении величины экономии топлива, приносимой гидроэлектростанцией [1].

Сопоставление выполняется путем разработки двух вариантов энергетического баланса системы: одного,— включающего гидростанцию, другого — не включающего ее [2]. Каждый из этих вариантов должен отвечать требованиям оптимального покрытия графика нагрузки при данном составе станций.

При этом следует соблюдать требование, которому должны удовлетворять все экономические сопоставления: сравнение необходимо производить применительно к *расчетному периоду* времени, а не ограничиваться, как это нередко делается, только первым годом включения гидростанции в энергосистему. Действительно, в первое время ввод гидростанции может сдвинуть старую тепловую электростанцию в более плотную часть графика нагрузки и этим увеличить расход топлива на данной станции. Если же рассматривать расчетный период, то картина сложится другая.

Дело в том, что при высоких темпах развития энергосистем гидростанции, прежде всего в районах Европейской части СССР, будут в перспективе покрывать только часть пика графика нагрузки, а остальная часть будет покрываться как устаревшими, так и новыми крупными ТЭС. Поэтому при появлении новых ГЭС малоэкономичные ТЭС переместятся лишь в пределах пиковой зоны графика нагрузки, вызывая этим некоторый перерасход топлива.

Этот перерасход не оказывает существенного влияния на среднюю экономию топлива за расчетный период, так как вследствие интенсивных темпов роста графика нагрузки «смещенные» устаревшие тепловые электростанции через короткое время (1—2 года) возвращаются в прежнюю часть пика графика нагрузки.

Вместе с тем, гидростанции будут приносить ощутимую экономию топлива за счет тех новых крупных электростанций, которые должны были бы участвовать в пиковой части графика нагрузки при отсутствии ГЭС.

Сделанный анализ свидетельствует о том, что гидростанции будут приносить, как правило, существенную экономию топлива даже при наличии «смещенных» устаревших тепловых станций.

Однако роль этих станций в покрытии пиков в большинстве перспективных энергосистем окажется практически ничтожной. Масштабы развития советской энергетики грандиозны — установленная мощность электростанций увеличится со 104 в 1964 г. до 600 млн. *квт* в перспективе. Этот огромный рост энергетических мощностей будет осуществляться на основе массового внедрения нового типизированного оборудования, отдельные виды которого будут мало отличаться друг от друга по величине к.п.д. и своей эффективности, и значение устаревших станций в электробалансе уже в ближайшей перспективе резко снизится. Энергосистема Восточной Сибири, например, уже в настоящее время формируется на базе мощных современных тепловых и гидравлических станций. К тому же следует учитывать, что далеко не все действующие тепловые станции могут использоваться в переменном режиме. В частности, на ряде станций минимально допустимая нагрузка котлов из-за дефектов циркуляции ограничивается 65—80% полной нагрузки. Турбины среднего давления, которые при снижении нагрузки выгодно останавливать в первую очередь, не снабжены валоповоротными устройствами. Схемы водо-

---

[1] Американские энергетики называют это ослабление Negative Value — «отрицательной ценностью» ГЭС.

[2] То есть включающего ту тепловую электростанцию, которая вытеснена гидростанцией в первом варианте.

подготовки многих станций не рассчитаны на работу с малыми нагрузками. По этим причинам многие станции не в состоянии в достаточной мере разгружать и систематически останавливать не только современное оборудование высокого давления, но даже устаревшие агрегаты низких параметров [23].

Резюмируя изложенное, можно полагать, что «эффект вытеснения» не окажет значительного влияния на величину приносимой гидростанциями экономии топлива. Как показали проведенные расчеты, обеспечиваемая гидростанциями экономия топлива на 1 *квт·ч* близка к величине среднего удельного расхода топлива на тепловых станциях энергосистемы.

Экономические и технологические особенности ГЭС в качестве источника пиковой мощности явились одним из важнейших факторов, стимулировавших в последнее время развитие гидроэнергетики даже в тех странах, где наиболее экономичная часть ресурсов гидроэнергии в значительной степени исчерпана. Выше было показано, что на протяжении ряда последних лет удельный вес гидроэнергии в суммарном производстве электроэнергии уменьшился незначительно, а в топливно-энергетическом балансе возрастал. При этом наблюдается все более отчетливое смещение гидростанций в пиковую зону графика нагрузки. Это означает развитие «мощностных» функций ГЭС и соответственно снижение числа часов использования установленной на гидроэлектростанции мощности.

Приведем несколько примеров из зарубежной практики.

В США число часов использования установленной мощности гидростанции сократилось с 1950 г. на 1000 *час*. В большинстве случаев сооружаемые сейчас в различных странах мира гидростанции рассчитываются на пиковую работу, иногда с числом часов использования менее 1500—1000. Так, энергетическая компания Дюк, энергосистема которой состоит из ТЭС мощностью 2500 тыс. *квт* и ГЭС 50 тыс. *квт*, сооружает в настоящее время ГЭС Коуэнс Форд мощностью 350 тыс. *квт* для покрытия пиковой нагрузки и для работы с числом часов использования 440 в году; энергетическая система Алабама проектирует и строит несколько ГЭС, которые предназначаются для покрытия пиковой нагрузки с продолжительностью использования 1150—1580 *час/год*; вновь построенная ГЭС Прист Репидс мощностью 780 тыс. *квт* на р. Колумбии будет работать с использованием 3300 *час/год*; строящаяся на р. Колумбии ГЭС Венепам мощностью 800 тыс. *квт* (проектная мощность 1300 тыс. *квт*) будет иметь такое же число часов использования, а в маловодные периоды в непиковые часы будет полностью останавливаться. Предполагается значительно увеличить установленную мощность самой крупной станции США — ГЭС Гренд Кули (с 1974 до 5600 тыс. *квт*).

Построенная во Франции ГЭС Розелан-Бати мощностью 550 тыс. *квт* предназначается для покрытия пиковых нагрузок. В Канаде при проектировании новых ГЭС учитывается необходимость дальнейшего увеличения пиковой мощности. Построенная в Чехословакии ГЭС Орлик мощностью 400 тыс. *квт* предназначена для работы в пиковой части графика нагрузки с использованием установленной мощности 2000 *час/год*.

Специальная группа экспертов Комитета по электроэнергии ЕЭК ООН по изучению вопросов покрытия пиковой нагрузки пришла к выводу, что продолжительность использования установленной мощности гидроэлектростанций должна составлять примерно 1500 *час/год*. Соответственно в ряде стран предполагается расширение мощности существующих ГЭС для покрытия острых пиковых нагрузок. Одновременно расширяются экономические возможности сооружения крупнейших водохранилищных установок, нередко собирающих воду при помощи тунелей (протяженностью в десятки километров) и каналов. Только

вследствие значительно бо́льшей ценности зарегулированной энергии, используемой в пике графика нагрузки и отражения этого в калькуляциях и расчетах, стало, например, экономически рентабельным сооружение таких сложных гидроэнергетических систем, как Гран Диксанс и Мовуазен в Швейцарии.

Развитие установленной мощности ГЭС для снятия пиков нагрузки и выполнения других режимных функций в энергосистемах становится в настоящее время одним из важнейших факторов улучшения экономики гидростанций; эти факторы позволили в ряде стран признать экономичными многие речные участки, освоение которых считалось ранее неэффективным.

В связи с этим в ряде стран гидроэнергетические ресурсы переоцениваются в сторону увеличения. Так, в Японии выявлена возможность увеличения экономического гидроэнергетического потенциала со 103 до 130 млрд. *квт·ч*, в Аргентине — с 32 до 42 млрд. *квт·ч*. В Канаде рассматривается вопрос использования гидроэнергоресурсов, расположенных далеко от центров нагрузки с применением дальних линий электропередачи высокого напряжения, в связи с чем гидроэнергетический потенциал страны повысится с 49 до 67 млн. *квт*. За последние годы пересмотрены в сторону увеличения запасы гидроэнергии в Италии, Испании, Австрии и других странах. В настоящее время это произведено также в США.

В связи с исчерпанием в ряде стран экономичных гидроэнергоресурсов и проблемой покрытия пиковой нагрузки за рубежом значительно повысился интерес к сооружению гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

В Европе стали сооружать специальные ГАЭС еще в 20—30-х годах, но большое развитие они получили начиная с середины 50-х годов. В настоящее время больше половины ГАЭС мира находятся в странах Западной Европы: в Швейцарии, Франции, Австрии и особенно в ФРГ (свыше 1000 тыс. *квт*).

В Англии, которая, как и ФРГ, не располагает значительными гидроэнергоресурсами, полностью пущена ГАЭС Фестиньог (в Северном Уэльсе) мощностью 300 тыс. *квт*. В конце 1961 г. начато строительство ГАЭС Круаген (Шотландия) мощностью 400 тыс. *квт*; разработана программа строительства гидроаккумулирующих станций общей мощностью около 2 млн. *квт*.

В странах народной демократии ГАЭС имеются в Чехословакии (Штеховице II на р. Влтаве и Добшина на реках Гнилец-Сланы); в Польше (ГАЭС Дыхувна на р. Бобрава); в ГДР общая установленная мощность действующих, строящихся и проектируемых ГАЭС достигает бо́лее 600 тыс. *квт*; считают, что в 1980 г. мощность всех ГАЭС в ГДР достигнет 2 млн. *квт*.

В США и Канаде гидроаккумулирующие установки в прошлом получили меньшее распространение, чем в Европе, так как эти страны располагали резервами ГЭС, способными обеспечить пиковые мощности. Однако за последние годы в США и Канаде также повысился интерес к ГАЭС.

В США, кроме четырех действующих, за последние годы построены ГАЭС Льюистон-Тускарора на р. Ниагара мощностью 240 тыс. *квт* и ГАЭС Том Сок (350 тыс. *квт*) на р. Блек Ривер; строится ГАЭС Смит-Маунтейн (580 тыс. *квт*) на р. Роанок; проектируется крупная ГАЭС Корнуолл на р. Гудзон, вблизи Нью-Йорка, мощностью до 2 млн. *квт*. Проводятся дальнейшие проектно-изыскательские работы по созданию новых ГАЭС. В частности исследуется возможность сооружения весьма мощного трехступенчатого каскада ГАЭС, работающего на оборотной воде, невдалеке от г. Сен-Луи, с первоначальным наполнением бассейнов

Таблица VIII. 9

Основные данные некоторых зарубежных гидроаккумулирующих электростанций

ГАЭС	Мощность, тыс. *квт*	Число агрегатов и единичная мощность, тыс. *квт*	Насосная мощность, тыс. *л. с.*	Максимальный напор, *м*	Год пуска в эксплуатацию
США					
Рокки Ривер	10,5	3×3,5	—	75	1928
Хивасси	59,5	1×59,5	1×102	62	1956
Льюистон-Тускарора	240,0	12×20	12×28	25	1961
Том Сок	350,0	2×175	2×168	240	1963
Смит-Маунтейн	580,0	4×110 1×140	4×93	60	1963 *
Ярдс Крик	300,0	3×110	—	195	1965
Сенд Крик	200,0	4×50	—	78	1964 **
Корнуолл (р. Гудзон, вблизи Нью-Йорка)	1800—2000	8×(225—250)	—	300	1966—1970 **
Мадди Ран	800	8×100		107	1967 *
Кинзуа	330	3×110		244	1960 **
Кебин Крик	225	2×112,5		322	1967 *
Оровилл	261	3×87		180	1968 *
Брейкнек	600	3×200		213	1970 **
Токс Айленд ***	800				
Ледингтон *** (на оз. Мичиган)	1500				
Канада					
Сэр Адам Бэк II (Ниагара)	207	5×34,5	6×46	27	1957—1959
Австрия					
Илль Родунд	170	4×42,5	6×54,7	383	19 43—1952
Ранаверк	13,2	1×13,2	1×18	200	1949
Оттенштейн	33	3×10	3×12	62	1954
Лимберг	110	2×55	2×85	457	1955
Илль-Люнерзее	217,2	6×36,2	6×57,5	978	1958
Этцаль	346,0	4×86,5		530	*
Великобритания					
Срон Мор (Глен Шира)	5	1×5,0	1×7	49	1957
Фестиньог	300	4×75	4×83	327	1961
Круахен (Лох Оу)	400	4×100	4×130	400	1965
ГДР					
Хохенверте I	39,2	2×19,6	2×17	67	1938
Хохенверте II	320	8×40	8×54,5	319	1965
Вендерфурт	80	2×40	2×35	124	1968
Нидерварте	126	4×31,5	4×27	158	1958
Блейлох	42,6	2×21,3	1×24 1×14,5	56	1958
ФРГ					
Гердеке	140	4×35	4×36	165	1928
Хаузерн	140	4×35	4×28	220	1930
Вальдсхут	172	4×43	4×24	164	1943
Геештахт	130,2	3×43,4	3×47,5	90	1954
Витцнау	240	4×60	4×39	273	1938
Рейзах	93,5	3×34,5	3×37	190	1952
Хаппург	72,0	2×36	2×36	213	1956
Танцмюле	29	1×29	1×38	139	1957
Эрцхаузен	59,5 (200 Мвт — проект)	1×59,5	1×73,3	300	1960

* строится; ** проект; *** в стадии рассмотрения.

ГАЭС	Мощность, тыс. *квт*	Число агрегатов и единичная мощность, тыс. *квт*	Насосная мощность, тыс. *л. с.*	Максимальный напор, *м*	Год пуска в эксплуатацию
Италия					
Котилия	60	2×30	2×37,6	152	1942
Провиденца	150	3×50	2×61,6	287	1951
		1×52	1×67,5	287	1961
Понале	37	1×37	1×39	584	1948
Цапелло	12,0	2×6	4×5,2	384	1932
Гвадалами	80,0	1×20	—	182	
		2×30	2×32,5	182	1960
Вилла Гаргнано	134	2×67	2×87	443	1960
Испания					
Вальдеканес	240	3×80	3×105	75	1963
Люксембург					
Ур (Вианден)	320	4×80	4×53,7	280	1964
Польская Народная Республика					
Дыхувна	53	2×26,5	2	23,5—29,8	1936
Франция					
Лак Нуар	120	4×30	3×27	128	1934
			1×17		
Лассула	11,1	3×3,7	3×4,3	472	1931
Кембейрак	10	2×5	2×6,5	11	1957
Аржента	31	2×14	2×18,2	16,5	1958
		1×3	1×3,9	16,5	
Чехословакия					
Добшина	22	2×11	2×3,8	285	
Штеховице	19,9	1×19,9	1×25	208	1946
[Швейцария					
Вегиталь	56	4×14	4×5,7	258	1924
Этцель	96	6×16	2×21,5	491	1947
Гримзель-Оберар	31	1×31	1×24,7	400	1954
Треморгио	11	1×11	2×6,4	914	1926
Феррера	186	3×62	—	522	1961
Тирферд	240	3×80	—	574	1964
Онгрин	120	3×40	3×33	882	1968 **
Робиэй	160	5×32	5×30	400	1970 **
Япония					
Икехара I	146	2×73	2×105	131	1965
Икехара II	200	2×100	—	131	1966 *
Хатанаги 1	170	4×42,5	1×52,5	103	1962
Огучигава	17,8	2×8,9	—	668	1931
Нумацаванума	46,0	2×23	2×28	226	1952
Морузука	54,0	1×54	1×74	246	1960
Ягицава	225,0	3×75	3×100	113	1964
Сирояма	250	4×62,5		183	1964
Адзуми	642	6×107		141	1969 *
Такане-I	340	4×85		136	1968 *
Синтоёне I	250			225	1968 **
Синтоёне II	500			225	1970 **
ГАЭС на морской воде ***	1000				

* строится; ** проект; *** в стадии рассмотрения.

ГАЭС	Мощность, тыс. *квт*	Число агрегатов и единичная мощность, тыс. *квт*	Насосная мощность, тыс. *л. с.*	Максимальный напор, *м*	Год пуска в эксплуатацию
Кисениама	466	2×233	—	227	1969—1970*
Шин Наригава	303	2×76	—	85	1968*
		2×75,5	—	84	1969*
Масегава № 1	268	2×143	—	100	1972*

* Строятся

из р. Миссисипи; мощность каскада — 1,6 млн. *квт*. Разрабатывается программа дальнейшего широкого строительства гидроаккумулирующих станций.

В Канаде в 1959 г. закончено строительство крупной гидроаккумулирующей установки Сэр Адам-Бек II на р. Ниагара мощностью 207 тыс. *квт*.

Опыт ряда стран в проектировании и строительстве ГАЭС показывает, что удельные капиталовложения в них, как правило, не намного выше, чем в современных конденсационных электростанциях (КЭС). Сроки строительства также близки к срокам строительства КЭС.

В Англии капиталовложения в пущенную ГАЭС Фестиньог составляют 60—70 *ф. ст/квт*, а удельные капитальные вложения в КЭС — 45—50 *ф. ст/квт*.

Стоимость установленного киловатта вновь строящихся в США ГАЭС составляет 80—100 долл., что делает их конкурентноспособными с тепловыми электростанциями при их работе в пи́ке, причем удельные капитальные вложения в ГАЭС Корнуолл составляют 74 *долл/квт* против 100—130 *долл/квт* на крупных современных ТЭС США.

Общая установленная мощность 139 действующих, строящихся и проектируемых на ближайшие годы гидроаккумулирующих установок в 19 странах мира превышает 13 млн. *квт* (табл. VIII.9).

В СССР в течение длительного времени не было необходимости в строительстве гидроаккумулирующих установок ввиду наличия значительных гидроэнергоресурсов и большого ввода гидроэлектростанций, обеспечивающих покрытие неравномерностей графика нагрузки. Теперь созрела необходимость начать проектную, исследовательскую и опытно-промышленную подготовку гидроаккумулирующих станций в ряде энергосистем Европейской части СССР, в пунктах сосредоточения значительных пиковых нагрузок. В настоящее время строится Киевская ГЭС установленной мощностью 526 тыс. *квт*, в состав которой входит гидроаккумулирующая установка мощностью 204 тыс. *квт*.

Из проектируемых гидроаккумулирующих электростанций первоочередной является, по-видимому, Загорская ГАУ установленной мощностью около 600 тыс. *квт*, которая играла бы существенную роль для энергосистемы Центра, облегчая прохождение периода пика и ночного провала графика нагрузки и являлась бы высокомобильным источником мощности при внеплановых изменениях нагрузки.

На уровне 1975 г. потребуется, по-видимому, две-три гидроаккумулирующие станции в объединенной энергосистеме Северо-Запада мощностью каждая 400—600 тыс. *квт*.

Вопрос о масштабах развития ГАЭС в Южной энергосистеме будет в большой степени зависеть от уточнения маневренных возможностей и, в частности, предела минимальной разгрузки у блоков 300 и 800 тыс. *квт*.

В зарубежной практике обращает на себя внимание дифференциация стоимости пиковой и базисной электроэнергии, имеющей большое значение для правильной экономической оценки гидростанций как источника пиковой энергии.

Стоимость пиковой и базисной энергии весьма различна и определяется издержками производства на преобладающем в системе типе станций. В практике расчетов по обмену мощностями и энергией между энергосистемами Италии, Австрии и ФРГ учитываются соотношения стоимостей энергии разного качества, приведенные ниже:

Часы	Лето (V—VIII)	Зима (XI—II)	Переходный период
Внепиковые . . .	1	2	1,5
Пика	2	4	3

В Италии действуют такие соотношения: а) пиковая энергия в 3 раза дороже базисной; б) дневная энергия в среднем в 2 раза дороже ночной; в) зимняя энергия в 3 раза дороже летней; г) энергия регулирующих в годовом разрезе станций в 4 раза дороже энергии станций сезонных, лишенных годового или суточного регулирования. По американским и французским данным, пиковая энергия в 3—3,5 раза дороже базисной.

В энергетическом хозяйстве ФРГ, почти целиком состоящем из тепловых электростанций, пиковая энергия обходится в 3—4 раза дороже базисной. Эти соотношения стоимостей находят выражение в системе тарифов. Особенно полно и детально отражена высокая стоимость пиковой энергии и мощностных (*режимных*) функций в новейшем французском тарифе на электроэнергию (так называемый зеленый тариф).

Дифференциация стоимости электроэнергии в зависимости от ее качества способствует более рациональному распределению функций в энергосистеме между станциями разных типов. Это значительно повышает экономическую эффективность ГЭС при их сопоставлении с другими возможными источниками энергии.

Одной из важнейших технико-экономических особенностей гидростроительства, которую следует учитывать при оценке перспектив дальнейшего развития гидроэнергетики, являются заложенные в современном уровне его технического развития возможности для повышения производительности труда, для снижения стоимости и сокращения сроков строительства.

В гидроэнергостроительстве в СССР осуществляются большие технические преобразования, перестройка всего производственного процесса на началах его всесторонней индустриализации. Основное направление этой перестройки — всемерная индустриализация строительства ГЭС, сопровождающаяся пересмотром конструктивных решений, методов производства работ и расчетных нормативных величин (см. главу XI). Реализация этих принципов позволит обеспечить улучшение технико-экономических показателей ГЭС и, прежде всего уровня производительности труда.

Как известно, стоимость гидростанций в решающей степени — на 65—70% — складывается из стоимости строительно-монтажных работ, в которой, в свою очередь, главное значение имеет оплата живого труда [1].

---

[1] Это обстоятельство становится особенно очевидным, если выделить зарплату на всех ступенях формирования сметной стоимости строительства, т. е. определить ее долю в стоимости строительства с учетом ее удельного веса в карьерном хозяйстве, на транспорте, на строительстве основных сооружений, в обслуживающем хозяйстве и т. д.

Поэтому повышение производительности труда в гидростроительстве, резкое снижение его трудоемкости — *ключ* к улучшению экономических показателей ГЭС и их соотношения с экономическими показателями тепловых электростанций. Существующий разрыв в стоимости ГЭС и ТЭС определяется разным уровнем производительности труда в строительстве и в промышленности.

Правда, прямое сопоставление промышленности и строительства по выработке на одного рабочего весьма условно, но все же оно дает известное представление о различиях в уровне производительности труда: так, в 1960 г. выработка на одного рабочего в промышленности составляла 8,4 тыс. руб., в строительстве — примерно 4,8 тыс. руб., [30, стр. 253], на строительстве ГЭС — примерно 5 тыс. руб.

Для тепловых электростанций, в стоимости которых основную долю занимает стоимость оборудования, главное значение имеет уровень производительности труда в промышленности, для ГЭС — уровень производительности труда в гидростроительстве.

Отставание организационно-технического уровня гидростроительства от развития промышленности обусловливает соответствующее отставание уровня производительности труда и лежит в основе относительно высоких удельных стоимостей ГЭС.

Развернутая в настоящее время работа по созданию районных производственных баз, перестройке технологических и технических основ строительного процесса будут способствовать повышению производительности труда. Программа КПСС предусматривает рост производительности труда в промышленности в 4—4,5 раза; предварительные расчеты позволяют полагать, что за этот же период в гидростроительстве производительность труда (снижение затрат на 1 *квт*) может быть увеличена в еще большей степени.

Рост производительности труда на базе технического перевооружения стройиндустрии; смещение центра тяжести программы строительства ГЭС в восточные районы страны с благоприятными природными факторами, где возможно реализовать преимущества огромной концентрации строительного производства; внедрение рациональных конструктивных решений; всесторонний учет растущего комплексного характера гидростроительства — все это должно улучшить экономические показатели гидроэнергетики. Как показывает анализ намеченных к строительству объектов в перспективе, удельные капиталовложения в ГЭС снижаются и соответственно снижается и себестоимость энергии, вырабатываемой ГЭС.

ВЛИЯНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СПЕЦИАЛИЗАЦИЮ РАЙОНА. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА КАК ЭЛЕМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА

Гидроэлектростанции оказывают многообразное и сложное влияние на географическое размещение производства и экономическую специализацию районов.

Характер воздействия гидроэнергетики на развитие и размещение производства определяется описанными выше особенностями ее экономической структуры. Низкая стоимость энергии, имеющая большое значение для экономики многих ключевых производств и повышения роли электроэнергии как энергоносителя в промышленности, в сельском хозяйстве и в быту; режимные функции ГЭС, способствующие повы-

шению надежности и экономичности энергоснабжающих систем крупных экономических районов; комплексная роль водохранилищ ГЭС для орошения и обводнения обширных территорий, водоснабжения промышленных центров и создания глубоководных транзитных транспортных систем — все это обусловливает глубокое преобразующее воздействие

Таблица VIII.10

Район	Удельные капитальные вложения *, %	
	на 1 *квт·ч*	на 1 *квт*
Восточно-Сибирский	100	100
Среднеазиатский	110	102
Дальневосточный	130	124
Западно-Сибирский	135	115
Уральский (с Тюменской областью)	150	109
Казахстанский	165	112
Закавказский	225	157
Северо-Западный	250	226
Поволжье (районы: Поволжский, Центрально-Черноземный и Волго-Вятский)	250	153
Прибалтийский	315	114
Юг	405	123
Средневзвешенные по перечисленным районам	140	116

* За 100 приняты капитальные вложения по Восточно-Сибирскому району.

гидростроительства на хозяйство многих районов. Гидростроительство во многих случаях, особенно в связи со смещением центра тяжести программы энергостроительства на восток, имеет пионерный характер, прокладывает пути освоения новых, ранее необжитых территорий. Поэтому гидростроительство является зачастую важным рычагом планового вовлечения в хозяйственный оборот новых природных богатств. Вместе с тем, затопления водохранилищами ГЭС земельных фондов и населенных пунктов в отдельных случаях бывают значительными. Вносимые ими нарушения хозяйственной жизни требуют для их компенсации специальных мероприятий, входящих неотъемлемой частью в общую систему мероприятий по преобразованию экономики района, которые в ряде случаев связаны с весьма значительными капиталовложениями.

Для размещения и специализации производства, для оценки «притягательного» значения гидроэнергетики существенное значение имеют различия в экономических показателях ГЭС.

Таблица VIII.10 дает приближенное представление об осредненных удельных капитальных вложениях и себестоимости 1 *квт·ч* энергии, вырабатываемой типичными для данного района крупными ГЭС (по станциям, намеченным проектными организациями к строительству в перспективе).

Учитывая эти показатели и оценивая роль гидроэнергетики как фактора территориальной организации производства, следует, однако, избегать одной распространенной ошибки, заключающейся в попытке установить *непосредственное* влияние данной, самостоятельно рассматриваемой ГЭС, или группы ГЭС, на размещение и специализацию

народнохозяйственным потерям. В настоящее время, за очень редкими исключениями, практически не существует изолированных гидростанций, работающих в качестве энергетического цеха на замкнутого потребителя. Гидростанции являются частью крупных энергосистем и объединений. Даже если данная ГЭС не решает комплексных водохозяйственных задач, она является компонентом энергетического комплекса — энергосистемы. Этот комплекс разрастается и усложняется, если гидростанция затрагивает интересы других отраслей водного хозяйства — ирригации, водоснабжения, водного транспорта и т. д. В этом случае данный гидроузел включается в *водохозяйственную систему* данного района, а иногда и нескольких районов.

Исходной принципиальной позицией, определяющей правильный подход к вопросу, является понимание комплекса как единого органического целого от производителя до потребителя, в котором все части взаимодействуют, существенно и иногда резко изменяя в интересах народнохозяйственного оптимума характеристики и параметры каждого компонента по сравнению с теми характеристиками, которые каждый участник имел бы вне комплекса.

Такой комплекс, как энергосистема, объединяющая для параллельной работы электростанции разных типов и представляющая собой взаимообусловленное единство производства, транспорта и потребления энергии, оказывает огромное влияние на величину установленной мощности гидростанций (и тепловых электростанций), на единичную мощность агрегатов, технические характеристики оборудования и т. д. Подключение к комплексу ирригации, водного транспорта и т. д. также может существенно изменить энергетическую характеристику ГЭС. С одной стороны, машинное орошение может позволить использовать сезонную энергию ГЭС и этим улучшить ее экономику; с другой — параметры станции должны будут выбираться с учетом ограничений и перерегулирования накопленной в водохранилище воды с лета на зиму в связи с потребностью воды для ирригации в летнее время и т. д.

Таким образом, гидростанция в энергосистеме по всем своим характеристикам и параметрам весьма отлична от ГЭС, которая работала бы как изолированный источник энергоснабжения. И с этим необходимо считаться, оценивая влияние ГЭС на размещение производства.

Энергетика, и в частности гидроэнергетика, влияет на размещение производства как его составная часть. Другими словами, между энергосистемой и производством существует тесная диалектическая связь и взаимообусловленность. Проектирование и планирование развития тех или иных отраслей промышленности, сельского хозяйства и т. д. в данном районе учитывают количественные и качественные характеристики энергетической базы района и в свою очередь влияют на эти характеристики, определяя масштабы освоения энергоресурсов, развития энергосистем и *режим потребления* энергии, что особенно сильно влияет, как указывалось ранее, на показатели гидростанции. Как видим, в таких случаях оптимальное решение может быть получено лишь методом последовательных приближений, реализуемых в проектной и плановой практике.

В свете сказанного была бы, например, абсолютно неправильной ориентировка на благоприятные экономические показатели гидростанций Поволжья, Закавказья и запада Европейской части СССР для размещения на базе этих станций энергоемких производств. Выигрыш в снижении себестоимости энергоемкой продукции не принес бы действительного снижения народнохозяйственных издержек, так как то, что выиграли бы на производстве металлического алюминия или магния

одни, проиграли бы другие,— не получившие энергии гидростанций. В конечном счете, в условиях дефицитности топливно-энергетического баланса районов Европейской части СССР, размещение здесь энергоемких производств привело бы к соответствующему увеличению поставок дальнепривозного топлива, т. е. в этом случае ориентация на гидроэнергию практически означала бы развитие электроемкого производства на базе наиболее дорого «замыкающего» топлива. Нерациональность такого решения очевидна.

Развитие на базе гидроэнергии в этих районах электроемких производств ухудшало бы также экономику самих гидростанций. Как было показано ранее, важнейшим фактором благоприятных экономических показателей ГЭС в этих районах являются не природные, а системные условия: «пиковый» режим электропотребления, отражающий определенный состав потребителей и позволяющий за этот счет развить мощность ГЭС. Существенное изменение состава потребителей за счет электроемких производств привело бы к уплотнению графика нагрузки и необходимости снижения установленной мощности ГЭС, сокращения ее выработки и т. д.

Аналогичный анализ выявляет, что в районах Восточной Сибири гидроэнергетика в составе сибирской энергетической системы становится мощным фактором «притяжения» и развития здесь электроемких производств, основой специализации Восточной Сибири и межрайонного разделения труда. Огромные ресурсы самой дешевой в стране гидроэнергии характеризуются высокими качественными показателями, обусловленными прежде всего благоприятными *природными* характеристиками освоения гидроресурсов. Высокая степень зарегулированности энергоотдачи ГЭС и хорошие строительные условия позволяют получить весьма благоприятные экономические показатели станций при плотном графике потребления энергии. Гидростанции Сибири вместе с тепловыми станциями на местных дешевых углях могут обеспечить любые масштабы развития производства алюминия, магния, титана, ферросплавов и других электроемких видов продукции наряду с всесторонним обеспечением всех нужд комплексно развивающегося народного хозяйства района.

Как было показано выше, Восточная Сибирь сосредоточивает более 40% топливно-энергетических ресурсов, которые позволяют обеспечить практически неограниченный рост энергопотребления в любой перспективе.

Таким образом, огромная потенциальная активность энергетического баланса Восточной Сибири и низкая стоимость энергии создают оптимальные условия для развития здесь электроемкой промышленности. Получаемая этой промышленностью экономия на энергетической слагаемой издержек является в этих условиях реальной экономией затрат общественного труда в народном хозяйстве в целом. Вместе с тем развитие электроемких производств в Восточной Сибири — важнейший канал для включения в народнохозяйственный оборот дешевых энергетических ресурсов района.

Необходимо учитывать, что в ближайшие 20 лет топливно-энергетический баланс возрастет в 4—5 раз и достигнет грандиозной величины, примерно 2,5—3 млрд. *т* усл. топл. Решение этой задачи не может быть обеспечено без широкого освоения энергетических баз востока и прежде всего Сибири, располагающей основной частью ресурсов гидроэнергии и топлива страны, притом наиболее эффективных и дешевых. Это обстоятельство имеет важнейшее значение для понимания роли энергетических ресурсов Восточной Сибири как фактора географического размещения производства в стране и экономической специализации самого района.

Не менее важны, далее, особенности структуры энергетических ресурсов Восточной Сибири. Энергоресурсы, которыми располагает район,— это гидроэнергия и бурые угли. Оба эти вида энергоресурсов могут быть освоены в народном хозяйстве страны главным образом при посредстве электроэнергии как энергоносителя.

Каковы пути ее использования?

При всех широких возможностях, которые открывают прогресс техники дальних передач для преодоления огромных расстояний, отделяющих Восточную Сибирь от дефицитных по топливу районов Урала и Европейской части СССР, эта передача в 2—2,5 раза увеличивает себестоимость передаваемой из Восточной Сибири электроэнергии.

При таком возрастании стоимости исключительность экономических характеристик энергии гидростанций и тепловых станций Восточной Сибири уже в значительной мере утрачивается. Стоимость этой энергии на Урале становится соизмеримой со стоимостью энергии, получаемой на тепловых станциях Урало-Башкирского района при их работе на местной нефти, природном газе Средней Азии или Тюмени, экибастузском угле (хотя и будет ниже ее). Поэтому масштабы использования восточно-сибирской энергии в этих районах будут определяться на основе анализа всех путей покрытия потребности Урала в топливе и энергии. Во всяком случае очевидно, что эта энергия может привлекаться лишь для участия в покрытии дефицита топливного баланса района, образующегося при естественном росте его производительных сил. Создание на Урале и в районах Европейской части высокоэлектроемких производств и передача для этой цели энергии из районов Восточной Сибири совершенно нецелесообразны.

Чтобы заменить на Урале 1 *т* алюминия, доставляемого из Восточной Сибири, местным металлом, потребовалось бы привезти на Урал 7 *т* условного топлива.

Передача эквивалентного количества электроэнергии будет стоить около 15 руб., тогда как перевозка на Урал 1 *т* алюминия обойдется около 3 руб.

Преимущества сибирского алюминия полностью сохраняются, даже если рассматривать его производство на привозном с Урала глиноземе. В этом случае суммарные транспортные расходы составили бы (с учетом доставки 2 *т* глинозема с Урала в порожнем направлении) порядка 5 руб., т. е. в 3 раза меньше, чем транспорт электроэнергии.

Между тем, как известно, Восточная Сибирь располагает не только огромными энергоресурсами, но и крупнейшими запасами алюминиевого, магниевого, металлургического и химического сырья, требующего для своего освоения энергоемкой технологии.

Таким образом, насаждение в Восточной Сибири крупных комплексов электроемких производств явится наиболее целесообразной формой народнохозяйственного освоения грандиозных гидроэнергетических и топливных ресурсов района. Эта народнохозяйственная специализация Восточной Сибири в межрайонном разделении труда всей страны диктуется и общими задачами освоения района. Располагая огромными ресурсами энергии и сырья, Восточная Сибирь характеризуется весьма напряженным трудовым балансом.

С другой стороны, быстрое освоение энергоресурсов района путем развития производств обычного уровня энергоемкости потребовало бы неоправданных капитальных вложений.

Специализация по линии электроемких производств позволяет преодолеть эти трудности обеспечить в короткие сроки мощное комплексное развитие производительных сил района.

Характерными особенностями энергоемких производств являются малая трудоемкость, высокий удельный вес энергетических фондов в суммарных основных фондах предприятий и их энергобазы, а следовательно, и малые капиталовложения для освоения единицы энергетической мощности и, наконец, высокий удельный вес энергетической составляющей в себестоимости продукции. Если в производствах малой и средней энергоемкости суммарный расход всех видов энергии на одного трудящегося составляет 10—30 *т* условного топлива в год, то в высокоэнергоемких производствах этот показатель достигает 150—300 *т* усл. топл. В структуре капиталовложений удельный вес вложений в энергобазу колеблется в зависимости от степени энергоемкости в пределах 15—85%. Если в себестоимости промышленной продукции удельный вес энергетической составляющей не превышает 5%, то в издержках энергоемких отраслей энергетическая составляющая достигает 20—25% в зависимости от стоимости энергии.

В соответствии с этим, для использования в промышленности 1000 *квт · ч* электроэнергии требуется вложить в производственную базу энергоемких предприятий 30—70 руб., а для предприятий малой энергоемкости — 400—700 руб. Затраты труда в энергоемких производствах на 1000 *квт · ч* потребляемой энергии в десятки, а в ряде случаев в сотни раз меньше, чем в производствах малой и средней энергоемкости. Следовательно, специализация промышленного комплекса Восточной Сибири по линии энергоемких производств в огромной степени ускоряет темпы освоения энергетических и сырьевых ресурсов Сибири, позволяя вовлечь их в народнохозяйственный оборот с наименьшими капитальными вложениями и трудовыми затратами.

Таким образом, размещение в районах Восточной Сибири крупных энергоемких предприятий будет означать, с одной стороны, наиболее эффективную форму освоения для нужд народного хозяйства высокоэкономичных топливных и гидроэнергетических ресурсов, а с другой,— разгрузит районы с напряженным энергобалансом от появления новых требований на энергию. Достигнутое при этом снижение себестоимости энергоемкой продукции будет означать реальное снижение общественных издержек в народном хозяйстве СССР в целом.

Своеобразна роль гидроэнергетики в развитии производительных сил Средней Азии. Большие запасы относительно дешевой гидроэнергии сочетаются с крупными ресурсами природного газа, обеспечивая активность потенциального энергобаланса района. Энергетическая система Средней Азии формируется на базе обоих этих энергоисточников, создавая благоприятные предпосылки для развития здесь в некоторых (ограниченных) масштабах энергоемких производств, прежде всего химической промышленности.

Освоение гидроэнергетических ресурсов смыкает между собой энергетическое и водное хозяйство в единую централизованную систему, решающую комплексные задачи развития энергетики и ирригации и оказывающую огромное влияние на специализацию и размещение производства. Межрайонная специализация Средней Азии оказывается более разнообразной, чем Восточной Сибири и будет осуществляться в направлении вывоза продукции орошаемого земледелия и результатов ее промышленной переработки; вывоза некоторой части продукции энергоемких производств, наряду с экспортом энергии в виде газа для смягчения дефицита топливно-энергетического баланса районов Европейской части и Урала.

В свою очередь, характер возникающих в Средней Азии производств оказывает существенное влияние на экономические показатели и параметры энергетической базы и в особенности гидростанций. Это относится прежде всего к режимам энерго- и водопотребления и зональности его

размещения. Применительно к этим факторам разрабатывается система каскадного и межбассейнового регулирования и покрытия графиков нагрузки, лежащая в основе выбора параметров ГЭС и оценки ее эффективности. Не менее своеобразно воздействие на экономику района использования гидроэнергетических ресурсов Дальнего Востока. Здесь на важнейших реках возможно сооружение экономичных гидроэлектростанций, эффективность которых повышается к тому же комплексным характером гидроузлов, решающих наряду с энергоснабжением исключительно важную для народного хозяйства задачу — борьбу с наводнениями. В результате этого экономические показатели крупных ГЭС на Зее, Бурее и других реках приближаются к показателям восточно-сибирских станций и позволяют развить здесь производства, базирующиеся на электротехнологии.

На рассмотренных выше примерах Европейской части страны, с одной стороны, и Восточной Сибири, Средней Азии и других районов востока, с другой, можно проследить разный характер и роль гидроэнергетики для процесса территориальной организации производства. Как видно из этих примеров, правильное уяснение роли гидроэнергетики в этом процессе возможно в том лишь случае, если гидроэнергетика рассматривается не как изолированный фактор, а *как элемент энергетической характеристики района* во всей совокупности взаимозависимостей с другими элементами энергетической базы и размещаемыми производствами. Гидроэнергетика в такой же мере влияет на формирование производственного лица района, как характер производства на экономические характеристики гидроэнергетики.

Такое понимание вопроса открывает путь для проведения *гидроэнергетического районирования страны*, для создания научно обоснованной сетки районов, каждый из которых характеризуется единством экономических показателей гидроэнергетики и возникающих здесь производств, т. е. единством энергоэкономической характеристики района. Такая сетка районов даст принципиальную основу для оценки роли гидроэнергетики в развитии и размещении производительных сил в соответствии с указанными выше принципами.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ. СРОК ОКУПАЕМОСТИ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Для оценки роли гидроэнергетики, как элемента энергетической характеристики районов, важное значение имеет *соотношение* ее экономических показателей и показателей тепловой энергетики.

Как было показано выше, в суммарном энергетическом потенциале страны более 80% приходится на топливные ресурсы. Поэтому естественным эталоном для экономических оценок гидроэнергетики является «заменяемая» теплоэнергетика. Система таких сравнений лежит в основе определения экономической эффективности того или другого гидроузла и, следовательно, его выбора из совокупности располагаемых энергоисточников; обоснования параметров гидроузла; выбора состава компонентов водохозяйственного комплекса и распределения между ними затрат по строительству комплексного гидроузла, оценки экономического гидроэнергетического потенциала данного района и межрайонных сравнений экономичности гидроэнергоресурсов и гидростанций и т. д.

Такая методика соответствует общим принципам оценки экономической эффективности ГЭС, базирующейся на сравнении вариантов и

выборе такого из них, который в наибольшей степени отвечает требованиям главного критерия экономической эффективности — роста производительности общественного труда.

Однако, как известно, этот критерий не может быть применен как непосредственное требование обеспечить для каждого индивидуального мероприятия минимальные текущие издержки независимо от того, ценой каких единовременных затрат покупается это снижение. В каждый данный момент располагаемый фонд накопления ограничивает эти возможности. Поэтому оптимальное решение для отрасли общественного производства (отраслевой минимум) не может быть совокупностью индивидуальных минимумов.

В соответствии с «Типовой методикой определения экономической эффективности капиталовложений и новой техники» АН СССР для решения этой задачи выводятся для каждого варианта частные коэффициенты эффективности, представляющие собой отношение экономического эффекта к капитальным затратам ($\frac{\Delta И}{\Delta K}$). Их сопоставление с *нормативным* значением коэффициента эффективности позволяет исключить неэкономичные варианты и выбрать среди оставшихся наиболее эффективный.

Коэффициент эффективности может быть представлен в виде срока окупаемости T (в годах) дополнительных капиталовложений ΔK за счет достигаемого снижения издержек $\Delta И$; он выражается формулой

$$T = \frac{K_{\text{I}} - K_{\text{II}}}{И_{\text{II}} - И_{\text{I}}} = \frac{\Delta K}{\Delta И}. \qquad \text{(VIII.1)}$$

Для понимания механизма использования понятия срока окупаемости следует различать нормативный и фактический сроки окупаемости.

Нормативный срок окупаемости дополнительных затрат (например, принятый для энергетики в 10 лет), выражающий предельно-допустимое его значение, отвечающее объективным возможностям народного хозяйства сочетать долговременные вложения и экономию на эксплуатационных расходах. Этот нормативный срок разграничивает объекты, подлежащие и не подлежащие осуществлению, и служит пределом при анализе экономически оправдываемых приращений того или иного параметра данного объекта (например, увеличение установленной мощности электростанции). Здесь только предельное приращение капитальных затрат имеет срок окупаемости, равный нормативному.

Фактический (полученный по проектному расчету) *срок окупаемости* дополнительных вложений в данный объект по сравнению с замещаемым вариантом. Если при нормативном сроке окупаемости в 10 лет дополнительные вложения в данный объект окупаются за 5 лет, то это означает, что к этому времени суммарные величины капитальных затрат и эксплуатационных расходов по обоим вариантам оказываются равными и что, начиная с шестого года, рассматриваемый объект будет приносить, по сравнению с заменяющим вариантом, ежегодную экономию общественных затрат труда как суммы капитальных вложений и ежегодных издержек.

Следовательно, более «капиталоемкий» вариант будет с первого же года давать экономию текущих ежегодных издержек по сравнению с «заменяемым» вариантом, но только с пятого года приносит экономию суммарных общественных затрат.

Для выбора из ряда вариантов наиболее эффективного недостаточно, однако, расположить эти варианты в порядке убывающего значения срока окупаемости. Необходимо еще проанализировать срок окупаемости *перехода* от варианта с минимальным значением срока окупае-

мости (например, 3 года) к варианту с большим сроком окупаемости (например, 5 лет), и если значение окупаемости перехода меньше *нормативного* срока (10 лет), то более эффективным будет второй вариант. Необходимость анализировать экономичность *переходов* упускают из виду многие авторы, которые часто рекомендуют просто выбирать вариант по минимальному значению срока окупаемости.

Оценка экономичности *переходов* особенно широко применяется при выборе параметров сооружений: отметки нормального подпорного горизонта ГЭС, установленной мощности электростанций, сечений подводящих и отводящих воду каналов и туннелей, сечений проводов линий передачи и т. д. Как будет показано ниже, эта оценка также имеет значение для выбора оптимальной структуры комплексов.

Применительно к оценке эффективности переходов формула срока окупаемости принимает вид

$$\frac{\Delta K_{\text{I}} - \Delta K_{\text{II}}}{\Delta И_{\text{II}} - \Delta И_{\text{I}}} = T; \qquad \text{(VIII.2)}$$

при этом переход считается эффективным, пока $T_{\text{факт}}$ не окажется равным $T_{\text{н}}$.

При сравнении нескольких вариантов (более двух) удобнее пользоваться формулами «приведенных» затрат

$$(K + T_{\text{н}} \cdot И) \rightarrow \text{минимум}$$

или

$$(И + E_{\text{н}} \cdot K) \rightarrow \text{минимум},$$

где K — капитальные вложения по каждому варианту, руб.;

$И$ — себестоимость продукции за год по тому же варианту, *руб/год*;

$T_{\text{н}}$ — отраслевой нормативный срок окупаемости, лет;

$E_{\text{н}}$ — отраслевой нормативный коэффициент эффективности.

Утвержденные Госпланом СССР и АН СССР методики определения экономической эффективности капиталовложений и новой техники [7 и 5] дифференцируют значение нормативного срока окупаемости (коэффициента эффективности) по отраслям. Они приведены ниже:

Отрасли	Сроки окупаемости	Коэффициенты эффективности
Металлургия (черная и цветная)	7	0,14
Энергетика	7—10	0,14—0,1
Угольная промышленность	5	0,2
Нефтяная и газовая промышленность	5	0,2
Лесная и лесоперерабатывающая	5	0,2
Химическая	3—5	0,33—0,2
Машиностроение	3—5	0,33—0,2
Легкая промышленность	4	0,25
Пищевая промышленность	4	0,25
Строительство и промышленность строительных материалов	6	0,17
Транспорт	10	0,1

В то же время сейчас обсуждается вопрос о применении для всех отраслей народного хозяйства единого коэффициента эффективности.

Следует подчеркнуть необходимость соблюдения при сравнениях важной методологической предпосылки: необходимо сопоставлять друг с другом и оценивать в экономическом отношении *варианты перспективных энергоснабжающих систем разных структур*, учитывая изменение экономических показателей по всей цепи энергетических преобразований от энергоисточника до потребителя. Это сравнение должно носить

динамический характер. Сопоставление вариантов должно производиться за достаточно длительный отрезок времени, в течение которого сравниваемые варианты изменяются в соответствии с происходящим и предвидимым техническим прогрессом, изменением технических и стоимостных характеристик энергообъектов, изменением возлагаемых на ту или иную группу энергооборудования функций в энергосистеме, ростом пика нагрузки и т. д. Естественно, что в этих условиях экономическое сравнение углубляется и осложняется. Возникает ряд новых методологических вопросов, требующих своего решения.

В настоящее время есть ряд предложений по уточнению расчетных формул эффективности применительно к динамическим условиям энергосистемы [1]. Нередко эти предложения противоречивы. Имеющиеся расхождения касаются ряда вопросов: можно ли «приводить» разновременные издержки к определенному году, подобно тому как приводятся капитальные вложения, совпадает ли период сравнений с величиной нормативного срока окупаемости, требуется ли, в частности, правильная оценка эффективности капиталовложений, производимых в годы, непосредственно предшествующие году «приведения» — удлинения периода сравнения (например, если год приведения 1975, а капиталовложения в ГЭС производятся в 1973—1974 гг.— требуется ли «раздвинуть» период сравнения, скажем, до 1985 г.?)

Заслуживает особого внимания вопрос о методах учета «замораживания» средств в период строительства (применение для этого нормативной величины срока окупаемости встречает все больше возражений).

Не пытаясь окончательно решить эти подлежащие обсуждению вопросы, можно все же высказать предположение о наиболее вероятных путях этих решений. Бесспорным представляется необходимость перехода к экономической оценке *динамических* моделей. Все более полное отражение в энергоэкономических расчетах многочисленных сторон *фактора времени* требует правильной оценки изменений во времени многих исходных переменных величин, таких, как расход и стоимость топлива, условия топливного баланса, состав и характеристика оборудования, конфигурация графиков нагрузки и режим работы электростанций, распределение капиталовложений между компонентами комплексов и т. д. Соответственно должна уточниться и методика расчета эффективности, в которую были заложены стабильные значения капиталовложений и издержек. Представляется, что учет динамических величин потребует все большего оперирования *периодами* времени значительной продолжительности с выявлением «точек перелома», где условия и степень эффективности существенно меняются. Вместе с тем, в системе расчетов должно найти полное отражение разное экономическое значение самих периодов с позиций социалистического государства, решающего задачу определения оптимального соотношения накопления и потребления, текущих издержек и единовременных затрат в конкретных условиях данного периода.

---

[1] Одной из наиболее интересных попыток является формула проф. В. В. Болотова, полагающего возможным на ее основе учесть основные требования динамики.

$$З_{п} = И^{н.\ э.} + \sigma_{н} \sum_{к=1}^{к=п} [(К_{к} + И_{к})(1 + \sigma_{п}{}^{п-к})] = \min,$$

где $З_{п}$ — полные затраты;
$И_{н.\ э.}$ — издержки нормальной эксплуатации;
$К_{к}$ — капиталовложения $К$-го года;
$И_{к}$ — ежегодные издержки $К$-го года;
$\sigma_{н}$ — нормативный коэффициент эффективности;
п-ый год — общий для всех вариантов год «приведения» капиталовложений и издержек.

Динамические модели во всех случаях, где это необходимо, должны быть многовариантны. Если раньше размах вариантного проектирования сдерживался расчетными возможностями, то сейчас все более широкое внедрение электронно-вычислительных машин снимает эти препятствия.

Одним из наиболее сложных случаев применения инструмента «срока окупаемости» является оценка экономической эффективности капиталовложений в водохозяйственные комплексы. Принципиально выявление экономической эффективности капиталовложений в комплексные объекты производится по формулам (VIII.1) и (VIII.2). Определяется срок окупаемости дополнительных капиталовложений в комплексный объект по сравнению с капиталовложениями, которые потребовалось бы сделать по заменяющим объектам соответствующих отраслей.

Эти дополнительные вложения в комплекс окупаются за счет экономии ежегодных издержек, достигаемой при комплексном решении по сравнению с капиталовложениями, которые потребовалось бы сде- вариантов.

Чтобы использование срока окупаемости выявляло действительную эффективность комплекса по сравнению с заменяющими его изолированными решениями, необходим тщательный экономический анализ вводимых в расчетную формулу величин.

Экономическому исследованию должен подвергнуться прежде всего состав комплекса. В ряде случаев включение того или другого компонента может привести к снижению экономической эффективности комплексного мероприятия. При этом, однако, нельзя довольствоваться сопоставлением сроков окупаемости комплексов разного состава, беря их в целом. Предположим, например, что дополнительные капитальные вложения в водохозяйственный комплекс, включающий в свой состав энергетику, орошение и водный транспорт, имеет срок окупаемости (по сравнению с капитальными вложениями по вариантам некомплексных решений) 4 года. Добавлением еще одного участника — борьбы с наводнениями путем повышения высоты плотины и создания дополнительной емкости водохранилища — повышается срок окупаемости до 6 лет. Этих данных, однако, недостаточно для выбора оптимального состава комплекса.

Если окажется, что срок окупаемости *дополнительных вложений*, необходимых для перехода от одного состава комплекса к другому, ниже нормативного (10 лет), то такое расширение состава комплекса будет эффективным, в противном случае добавление четвертого участника экономически не оправдывается. Таким образом, экономическое обоснование состава комплекса должно осуществляться путем последовательного включения (или исключения) отдельных участников комплекса и определения эффективности *перехода* от одного состава комплекса к другому.

При пользовании приведенной ниже формулой (VIII.3) — формулой расчетных издержек — участие каждой отдельной отрасли можно считать обоснованным, если сумма народнохозяйственных затрат в комплексный объект без данной отрасли $З^{без\ i}_{компл}$ и затрат по заменяющему варианту данной отрасли $З_{зам}$ больше или по крайней мере равны затратам по комплексу с включением рассматриваемой отрасли, т. е., если

$$З^{без\ i}_{компл} + З_{зам} = З_{компл}, \qquad (VIII.3)$$

где $З_{компл} = К + Т_{и}$;

$К$ — капиталовложения;

$И$ — среднегодовые издержки производства за нормативный срок окупаемости.

С учетом условий сопоставимости формула срока окупаемости для комплекса в целом имеет вид

$$T_к = \frac{K_к + K_с - K_з}{И_з - И_с - И_к}, \qquad \text{(VIII.4)}$$

где $K_к$, $K_с$ и $K_з$ — капиталовложения соответственно в комплекс и «смежные» отрасли, в сопутствующие мероприятия и в соответствующие отрасли без комплексного объекта;

$И_к$, $И_с$ и $И_з$ — ежегодные издержки производства соответственно по комплексу, по сопутствующим мероприятиям и соответствующим отраслям при отсутствии комплекса.

При определении экономической эффективности капитальных вложений важнейшее значение имеет правильный учет фактора времени, с которым неразрывно связана вся проблема темпов экономического развития. Поэтому выявление экономии общественных затрат труда, являющееся содержанием анализа экономической эффективности, должно отражать фактор времени, т. е. необходимость кратчайших сроков реализации соответствующего эффекта.

Учет фактора времени существующими методиками рекомендуется осуществлять посредством включения в расчет ущерба от «замораживания» капитальных вложений. Этим понятием охватывается ущерб народного хозяйства от задалживания средств в процессе строительства, обременительность «ранних» вложений по сравнению с более поздним (разновременность вложений), снижение эффекта при длительности освоения производственной мощности комплекса. Учет потерь от «замораживания» должен, очевидно, производиться лишь при наличии существенной разницы в этом отношении между компонентами комплекса и «заменяющими» отраслевыми решениями.

Существующие методики рекомендуют учитывать соответствующие «потери» народного хозяйства путем добавления к капитальным вложениям начислений на «замороженные» средства в размере, равном «коэффициенту эффективности», или величине, обратной нормативному сроку окупаемости $\left(\frac{1}{T}100\%\right)$. Так, при нормативном сроке окупаемости 10 лет ежегодные начисления составят 10%. Начисления, естественно, должны производиться применительно к погодовому распределению капиталовложений (а не на полные капиталовложения на весь период строительства, как это делают отдельные авторы).

Исчисленные за ряд лет потери на «замораживание» подлежат добавлению к фактическим капиталовложениям, образуя затраты, «приведенные» к определенному году, например, году освоения полной мощности комплекса. К этому году могут быть также приведены и текущие затраты [1]. При введении в формулу (VIII.4) эти данные позволяют определить срок окупаемости дополнительных затрат комплекса по сравнению с заменяемыми решениями.

Заслуживает теоретического изучения вопрос, при всех ли типах комплексов и сочетаниях их компонентов следует ограничивать сопо-

---

[1] Если применяется принцип оценки «замораживания» как учета потенциальной возможности использования в народном хозяйстве задолженных средств, то этот же принцип должен быть, очевидно, применен к амортизации. Накопляемые амортизационные фонды не лежат без использования — они применяются для расширенного воспроизводства в народном хозяйстве и приносят эффект, равный принятому коэффициенту эффективности. Поэтому вводимые в расчет нормы амортизации должны определяться с учетом того обстоятельства, что для получения в конце амортизационного срока стоимости данного объекта, или сооружения, потребуются значительно меньшие амортизационные нормы, чем при обычной методике подсчета амортизационных отчислений.

ному сроку окупаемости 10 лет? Следует, видимо, считаться с тем, что в некоторых комплексах, в частности затрагивающих большие водоземельные проблемы, самый характер мероприятий, обусловленный особенностями отраслей, рассчитан на подготовку и получение эффекта за пределами 10 лет. Могут также иметь место случаи, когда вариант, не дающий экономии в суммарных затратах в течение расчетного срока (т. е. имеющий срок окупаемости более 10 лет), может дать значительный эффект в ближайшие годы за пределами расчетного десятилетнего периода и этим существенно улучшить экономические позиции комплекса.

Для комплексов подобного рода представляется целесообразным производить оценку эффективности в динамике — на несколько расчетных уровней развития комплекса. Первым расчетом должно быть определение срока выравнивания суммарных затрат (срока окупаемости) и его сравнение с нормативным сроком. Необходимо, далее, произвести определение эффективности на год достижения последней отраслью комплекса полной проектной мощности. Наконец, в том случае, когда срок окупаемости оказывается выше нормативного, но эффект резко возрастает в ближайшие годы после расчетного периода, в соответствии с чем можно ожидать значительного улучшения экономических показателей комплекса, следует проверять эффективность комплекса на этот расчетный уровень.

Одной из важнейших задач экономического анализа эффективности комплексных мероприятий является *разнесение затрат между составными частями комплекса.*

Необходимость этого распределения, которому у нас до сих пор уделялось мало внимания, определяется как интересом экономического анализа, так и требованиями практики финансирования капитального строительства. Господствующий в нашей экономике принцип хозяйственного расчета требует, чтобы каждая отрасль соизмеряла бы получаемые средства с достигаемым при их помощи эффектом.

Существовавшая практика, когда нередко вся тяжесть затрат относилась на «ведущий компонент» (например, на энергетику в составе водохозяйственного комплекса, на коксовые угли при обогащении, на продукцию «основного» производства в химических комплексах и т. д.), искажала действительную картину эффективности комплекса, переобременяла одну отрасль чрезмерными затратами, нередко создавая неправильное представление о неэкономичности комплексного объекта.

Нахождение оптимального сочетания интересов всех компонентов комплекса — сложная экономическая задача, и она требует отчетливых представлений об экономических свойствах, отраслевой эффективности и перспективных задачах, стоящих перед каждым компонентом комплекса. При этом необходимо располагать данными о капиталовложениях и издержках, отнесенных к каждому компоненту комплекса.

Если не считаться с методами, не имеющими под собой научной основы (механическое отнесение затрат на ведущий компонент, распределение затрат между отраслями водохозяйственных комплексов по количеству потребляемой воды, «весовой», «объемный», «калорийный» методы в химической промышленности и т. д.), то принципиальным методом для их разнесения является распределение затрат пропорционально получаемому каждой отраслью эффекту.

Однако имеющиеся в этом отношении точки зрения расходятся в понимании сущности и показателей эффекта. Одна точка зрения исходит из возможности распределять вложения между отраслями комплекса пропорционально доле *издержек* каждой отрасли по замещаемому

варианту в общей сумме издержек всех отдельных отраслей заменяющих комплекс,

$$K = K_{\text{ком}} \frac{И_{\text{зам}}}{\Sigma И_{\text{зам}}}.$$

Чаще встречаются рекомендации производить разнесение капиталовложений между отраслями пропорционально удельному весу капиталовложений в данную отрасль по заменяемому варианту в суммарной величине капиталовложений по всем заменяющим отраслевым решениям

$$K = K_{\text{ком}} \frac{K_{\text{зам}}}{\Sigma K_{\text{зам}}}.$$

Оба метода не дают удовлетворительного решения: первый из них завышает долю капиталовложений тех участников комплекса, которым соответствуют заменяющие варианты с высоким уровнем текущих издержек. Игнорируется то обстоятельство, что заменяемый вариант требует относительно малых капиталовложений. Второй метод занижает величину капиталовложений, относимых на долю наиболее капиталоемких составных частей комплекса. Здесь игнорируется то обстоятельство, что заменяемый вариант требует высоких эксплуатационных издержек.

В соответствии с общим принципом оценки эффективности по минимуму суммарных затрат, единовременных и эксплуатационных, основным принципом распределения капиталовложений между компонентами комплекса будет их разнесение в соответствии с долевым участием каждой отдельной отрасли во всей сумме заменяемых суммарных затрат за период срока окупаемости для комплекса в целом

$$T = \frac{K_{\text{к}i} + K_{\text{с}i} - K_{\text{з}i}}{И_{\text{з}i} - И_{\text{с}i} - И_{\text{к}i}} = T_{\text{к}}; \qquad \text{(VIII.5)}$$

здесь значение капиталовложений и издержек относится к i-му компоненту комплекса.

Так как в формуле (VIII.5) неизвестны величины $K_{\text{к}i}$ и $И_{\text{к}i}$, то для определения значения $K_{\text{к}i}$ приближенно можно принять равенство

$$\frac{И_{\text{к}i}}{K_{\text{к}i}} = \frac{И_{\text{к}}}{K_{\text{к}}} = P.$$

После этого можно для полученного значения $T_{\text{к}}$ определить долю капиталовложений, относимую на каждую из отраслей водохозяйственного комплекса по формуле

$$K_{\text{к}i} = \frac{K_{\text{з}i} - K_{\text{с}i} + T_{\text{к}}(И_{\text{з}i} - И_{\text{с}i})}{1 + T_{\text{к}}P}, \qquad \text{(VIII.6)}$$

где $K_{\text{к}i}$ — часть капиталовложений в гидроузел $K_{\text{к}}$, относимая на данную i-ю отрасль народного хозяйства;

$T_{\text{к}}$ — значение срока окупаемости для комплекса в целом

$$P = \frac{И_{\text{к}}}{K_{\text{к}}}.$$

Представляет интерес практика разнесения комплексных затрат за рубежом. Рассмотрим методику, принятую в федеральных энергетических организациях США. Сущность методики состоит в следующем: из величины инвестиций в водохозяйственный комплекс $K_{\text{ком}}$ вычитается сумма так называемых «отделимых» затрат, представляющих собой ин-

уравнением

$$K_{\text{ком}} - \Sigma K_{\text{р}}^{i} = K_{\text{ост}},$$

где $K_{\text{р}}^{i} = K_{\text{ком}} - K_{\text{ком}}^{\text{без } i}$.

Остаточная величина $K_{\text{ост}}$ распределяется между компонентами пропорционально разности в инвестициях при исключении i-го компонента

$$K_{\text{ост}}^{i} = \frac{K_{\text{р}}^{i}}{\Sigma K_{\text{р}}^{i}} K_{\text{ост}},$$

доля каждого компонента в инвестициях в комплекс равна

$$K_{\text{ком}}^{i} = K_{\text{р}}^{i} + K_{\text{ост}}^{i}.$$

Таким образом, распределение строится с учетом влияния каждого компонента на стоимость сооружений комплекса, но не отражает экономического эффекта, достигаемого каждым из участников в результате совместного использования комплексного сооружения, и поэтому не дает принципиально удовлетворительного решения.

Для правильной оценки экономической эффективности гидроузлов по сравнению с альтернативными вариантами требуется обеспечить условия энергетической и экономической сопоставимости вариантов.

Наиболее общим принципом, соблюдение которого необходимо для сравнения между собой гидравлических станций и «заменяемых» тепловых электростанций, является обеспечение постоянства планового баланса энергии и мощности как части всей совокупности материальных балансов, выражающих процесс расширенного социалистического воспроизводства. Это означает, что сопоставление должно производиться для одинакового уровня развития энергосистемы и энергопотребления и что при сравнении должно быть соблюдено выполнение энергосистемой при любом из сопоставляемых вариантов одинаковых энергетических функций и обеспечение одинаковой полезной (доведенной до потребителя) отдачи энергии и мощности.

В этой связи необходимо обратить внимание на часто допускаемую в литературе ошибку, заключающуюся в сопоставлении между собой ГЭС и заменяемой ТЭС при *разном* числе часов использования установленной мощности, т. е. при возложении на сопоставляемые электростанции различных функций в энергосистеме. Этим нарушаются условия энергетической сопоставимости. Следует напомнить, что для обеспечения нормального энергоснабжения в одинаковой степени важны как «мощностные», так и «киловатт-часовые» функции энергосистем. Потребление энергии распределяется во времени определенным образом, независимо от того, существует гидростанция в энергосистеме или нет.

Какие-то станции в соответствии с требованиями графика нагрузки должны работать в пике графика с числом часов использования, скажем, 3000—4000, обеспечивая другим станциям возможность равномерной базовой работы с числом часов использования, допустим, 7000. Если ГЭС работает в пике с малой выработкой энергии на 1 *квт* мощности, то только благодаря этой работе базисная тепловая станция получает возможность длительной работы в выравненном режиме с большой энергоотдачей в расчете на 1 *квт*. Было бы, очевидно, неправильным сопоставлять между собой эти разные по энергетическому назначению, но взаимодополняющие станции.

Проектируемые ГЭС надо сопоставлять с тепловыми конденсационными станциями, мощность и энергия которых заменяются (вытесняются) в результате сооружения ГЭС. Эти величины выявляются в резуль-

ность мощностей, полученная при сравнении двух вариантов суммарных мощностей тепловых станций системы, при отсутствии и при наличии проектируемых ГЭС, определяет величину заменяемой мощности ТЭС. Аналогично разность выработки энергии по этим вариантам определяет величину заменяемой энергии.

Не менее важно соблюдение условий экономической сопоставимости вариантов. Выше была охарактеризована тенденция нарастания комплексного характера гидростроительства. Сопоставление комплексного гидроузла с тепловой электростанцией было бы неправильным, так как объем решаемых народнохозяйственных задач в обоих вариантах разный.

Для обеспечения сопоставимых условий надо было бы сравнить комплексный гидроузел с *совокупностью* альтернативных изолированных решений или выделить энергетическую слагаемую комплекса при помощи описанной выше методологии.

Существенно также обеспечить сопоставимый состав издержек. Это особенно важно в отношении норм амортизационных отчислений, так как амортизация играет решающую роль в структуре себестоимости гидроэнергии. Здесь существенный теоретический и практический интерес представляет вопрос об амортизации так называемых вечных сооружений (плотин, водохранилищ, туннелей и др.).

В настоящее время со стоимости этих сооружений производится отчисление в амортизационный фонд. Однако теоретически это вряд ли правильно. Маркс указывал: «В известных случаях снашивание, а потому и его возмещение, становится величиной, практически приближающейся к нулю, так что в расчет принимаются лишь одни издержки ремонта... Это относится ко всем таким сооружениям вековой прочности, при которых, следовательно, не приходится постепенно по мере их снашивания, возмещать авансированный на них капитал, а приходится переносить на цену продукта лишь ежегодные средние издержки по поддержанию в исправности и ремонту» [2, стр. 188—189].

Правильность этого утверждения становится особенно очевидной, если к вопросу амортизации вечных сооружений подойти с точки зрения воспроизводства в целом, а не ограничиваться анализом положения отдельного предприятия, для которого амортизационные отчисления выступают как в известной мере условная по своей величине слагаемая себестоимости продукции. Между тем, процесс амортизации не является только процессом образования денежного фонда, эквивалентного стоимости сношенных средств производства. Снашиванию средств производства, если оно является реальным физическим и экономическим процессом, соответствуют в той или иной сфере производства средств производства *реальные затраты,* обеспечивающие изготовление орудий производства, необходимых для замены сношенных. Нетрудно заметить, что в случае вечных сооружений искусственно начисленной амортизации не соответствуют никакие реальные затраты в народном хозяйстве. Амортизационные отчисления представляют в этом случае не фонд возмещения, а часть чистого дохода.

Нет оснований производить амортизационные отчисления и по мотивам морального износа. Гидростанция, как источник энергии, характеризуется предельно высокими коэффициентами полезного действия, достигающими 90%. Возможности для дальнейшего повышения к.п.д. и уровня энергетической эффективности крайне ограничены и не могут, разумеется, явиться основой для обесценения действующего оборудования и ГЭС в целом. Этот вывод подтверждается всей историей советской энергетики. Так, например, Волховская и Днепровская ГЭС, построенные более 30 лет назад, по-прежнему производят весьма дешевую энер-

гию, себестоимость которой значительно ниже средней себестоимости энергии в сфере централизованного энергоснабжения. Следовательно, на протяжении всего этого времени гидростанции являлись и продолжают являться источником «избыточной стоимости» как разницы между средними и индивидуальными издержками производства. За счет этой разницы, как показали расчеты, многократно окупились не только дополнительные (по сравнению с тепловыми станциями) капиталовложения, но и основные вложения в ГЭС. Хотя гидростанции действуют уже много лет как бесплатные силы природы, с них продолжают производиться амортизационные отчисления, представляющие собой уже особую форму чистого дохода.

Насколько существен для экономических показателей гидростанций учет амортизационных отчислений и, в частности, отчислений от стоимости вечных сооружений, видно из приведенной в табл. VIII.11 примерной структуры капитальных вложений и издержек в гидроэнергетике.

Таблица VIII.11

Элементы основных фондов	Срок службы	В среднем по ГЭС всех типов в перспективе	
		удельный вес в капиталовложениях, %	отчисления — на реновацию, %
Здания ГЭС	100 *	15	0,15
Водосбросы	100	12	0,12
Оборудование	35	16	0,45
Плотины глухие	100	35	0,35
	Вечный		0
Деривации	100	4	0,04
	Вечный		0
Водохранилище	100	18	0,18
	Вечный		0
Итого с включением вечных сооружений		100	1,29
То же без них			0,72
Удельный вес вечных сооружений в			
общих капиталовложениях		57	
отчислениях на реновацию			44
в полной себестоимости			35

* Числа даны по нормам Госплана.

Как следует из приведенных экспертных данных, на долю амортизации вечных сооружений приходится почти половина отчислений на реновацию и более $^1/_3$ величины полной себестоимости энергии.

Специфической особенностью структуры капиталовложений и издержек гидростанций является рубрика «водохранилище», по которой учитываются затраты, производимые для компенсации ущерба от затоплений. Эта категория затрат имеет особый качественный аспект, связанный в особенности с затоплением земли как элемента материального богатства страны и прекращением использования сельскохозяйственных площадей. Поэтому всесторонний учет влияния образования водохранилищ на чистый доход экономического района требует самого пристального внимания проектных и исследовательских организаций. Также должно быть обращено особое внимание на всемерное сокращение

затоплений, в частности путем выявления возможностей снижения отметок подпора за счет наиболее полного учета системного эффекта ГЭС.

Следует, кроме того, подчеркнуть, что удельный вес затоплений в структуре капиталовложений в гидростанции, строящиеся и намеченные к сооружению в перспективе, снижается по сравнению с существующими гидроузлами. Это обусловлено сдвигом гидростроительства в восточные районы страны, менее населенные и освоенные в хозяйственном отношении и характеризующиеся более благоприятным морфометрическим строением речных долин.

Улучшение технико-экономических показателей водохранилищ гидроузлов, намечаемых к строительству в ближайшие десятилетия, характеризуется, например, тем, что затопление земель из расчета на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии при создании Днепровского и Волжско-Камского каскадов составляет 50—200 *га*, а по Ангаро-Енисейскому каскаду — около 15 *га*, т. е. в 3—15 раз меньше. Аналогичным образом при сдвиге гидростроительства в Сибири уменьшается количество переносимых дворов (более подробные данные по этому вопросу приведены в главе X).

Затраты по созданию водохранилищ, отражаемые в величине капиталовложений, направлены на восстановление утраченного в результате затопления земель чистого дохода. Многие из этих затрат предназначаются для создания новых объектов (например, железных и шоссейных дорог, мостов и т. д.) взамен затопляемых. Эти затраты включаются в смету ГЭС, но передаются на баланс других отраслей хозяйства, где и будет взыматься амортизация. Другая часть затрат передается на баланс ГЭС и возмещается за счет стоимости производимой энергии.

Имеются затраты, обычно не попадающие на баланс ГЭС, но с них тем не менее надлежало бы отчислять амортизацию. Эти затраты представляют собой неамортизированную часть стоимости затопляемых сооружений (например, затопляемой железной дороги), которая может быть возмещена только за счет себестоимости энергии ГЭС.

В стоимостных показателях не находит своего выражения факт затопления земли как элемента материального богатства страны (земля сама по себе стоимости не имеет, но является составной частью материального богатства). Имеющиеся по этому поводу предложения не дают удовлетворительного решения задачи. Необходима дальнейшая научная разработка этого вопроса. Все это свидетельствует об огромной важности использования в экономических расчетах правильных исходных данных и показателей.

Учитывая решающее значение величины капиталовложений во всей системе экономических характеристик гидроэнергетики, особое внимание должно быть уделено обеспечению достоверных сметных стоимостей гидроэнергетического строительства, в отношении которых было допущено много просчетов.

Оценка экономической эффективности капиталовложений, базирующаяся на принципах «Типовой методики» АН СССР, лежит в основе всей системы технико-экономических обоснований и расчетов в энергетике. Применение этой методики для экономической оценки гидропотенциала свидетельствует о значительных ресурсах экономически эффективной гидроэнергии, особенно в восточных районах страны.

Ленинская теория электрификации отражает тот объективный факт, что в основе развития современных производительных сил лежит электрификация. Намеченные Программой КПСС масштабы развития энергетики и электрификации страны с доведением производства электрической энергии до 2700—3000 млрд. *квт·ч* дают характеристику общего уровня развития и объема материального производства, который будет достигнут в ходе построения материально-технической базы коммунизма.

ве которого решается коренная задача — задача создания высшего по сравнению с капитализмом уровня производительности общественного труда.

Осуществление намеченной программы электрификации делает необходимым вовлечение в народнохозяйственный кругооборот всех видов энергетических ресурсов в таких сочетаниях, которые применительно к каждому экономическому району обеспечивали бы создание высокопроизводительной и надежной энергетической базы с минимумом совокупных затрат общественного труда. Использование гидроэнергоресурсов — необходимый и эффективный компонент централизованного энергетического хозяйства и одновременно важная составная часть единого управляемого водного хозяйства страны. Гидроэнергетика выступает в качестве звена, связующего между собою эти две важные отрасли народного хозяйства. Как составная часть этих отраслей, гидроэнергетика оказывает значительное влияние на размещение производительных сил и специализацию крупных экономических районов и, в свою очередь, под воздействием той или иной структуры производства и соответствующих режимов энергопотребления формирует свои энергетические функции и экономические показатели.

Планомерное освоение огромных гидроэнергетических ресурсов страны выступает в качестве важного фактора создания энергетической базы коммунистического общества на всех ступенях его строительства.

ЛИТЕРАТУРА

1. К. Маркс. Сочинения, т. II. Госполитиздат, 1934.
2. Программа коммунистической партии Советского Союза. XXII съезд КПСС, стенографический отчет. Госполитиздат, 1962.
3. Материалы XXIII съезда КПСС. М., 1966.
4. План электрификации РСФСР. М., 1955, стр. 83.
5. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР. АН СССР. М., 1960.
6. Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергосистеме. ГНТК СССР, 1959.
7. Методика определения экономической эффективности внедрения новой техники, механизации и автоматизации производственных процессов в промышленности. Госплан СССР и АН СССР. М., 1962.
8. Методика определения экономической эффективности гидроэлектростанций. Министерство строительства электростанций СССР. М., 1961.
9. С. Г. Струмилин. Очерки социалистической экономики СССР. М., 1959, стр. 241.
10. Т. С. Хачатуров. Экономическая эффективность капитальных вложений. М., 1965.
11. А. Е. Пробст. Размещение социалистической промышленности. Экономиздат, 1962.
12. А. Е. Пробст, Ю. А. Соколов, Т. Е. Макарова. Сравнительные технико-экономические показатели по добыче и транспорту топлива по районам СССР. М., 1964.
13. А. Е. Пробст. Топливо и размещение промышленности. М., 1966.
14. М. М. Рабинович. К вопросу методологии сводки топливно-энергетических ресурсов. Сб. «Вопросы развития народного хозяйства СССР». К 85-летию академика С. Г. Струмилина. М., 1962.
15. Л. А. Мелентьев, Е. О. Штейнгауз. Экономика энергетики СССР. Изд. 2. М.— Л., 1963.
16. А. А. Бесчинский. Экономические характеристики гидроэнергетики. Сб. «Вопросы развития народного хозяйства СССР». К 85-летию академика С. Г. Струмилина. М., 1962.
17. А. А. Бесчинский. Некоторые вопросы экономики энергетики. М., 1964.
18. А. А. Бесчинский. Water power in energy systems, доклад № 162, III, § 10 на VI Мировой энергетической конференции в Мельбурне, 1962.
19. А. А. Бесчинский. Об экономической природе коэффициента эффективности и факторах его отраслевой дифференциации. Сб. «Методы и практика определения эффективности капиталовложений и новой техники», № 4. Изд-во АН СССР, 1963.

20. А. А. Бесчинский, М. П. Фельдман. Принципы определения экономической эффективности капиталовложений в объекты комплексного назначения. Статья в сборнике АН СССР под ред. члена-корр. АН СССР Т. С. Хачатурова.
21. А. А. Бесчинский, А. Н. Вознесенский. Гидроэнергетические ресурсы Восточной Сибири и перспективы их использования. Труды конференции по развитию производительных сил В. Сибири. «Энергетика», 1959.
22. В. В. Болотов. Выбор экономического критерия при сопоставлении вариантов перспективного развития электроэнергетической системы. Сб. «Технико-экономические вопросы проектирования энергосистем и электростанций». М.— Л., 1964.
23. В. М. Горнштейн, Е. В. Цветков, М. Г. Гутсон, В. В. Раппопорт. Проблемы покрытия пиковых нагрузок энергосистем. М., 1962.
24. Методы покрытия пиков электрической нагрузки. АН СССР, Гос. производственный комитет по энергетике и электрификации СССР. М., 1963.
25. Л. А. Вааг и С. Н. Захаров. Методы экономической оценки в энергетике. М.— Л., 1962.
26. А. Я. Аврух. Проблемы себестоимости электрической и тепловой энергии. М.— Л., 1963.
27. С. Шер и В. Нетчерт. Энергетика в экономике США. М., 1963.
28. Ф. Бааде. Мировое энергетическое хозяйство. М., 1960.
29. Народное хозяйство СССР в 1964 году. М., 1966.
30. Капитальное строительство в СССР. М., 1961.
31. World Energy Supplies. Statistical Papers Series J, N 3, 1955—1958, N 8, 1960—1963.
32. B. G. A. Skratzki, W. A. Vopat. «Power station engineering and economy», N. Y., Toronto, London, 1960.
33. «National power survey». A report by the Federal Power Comission 1964. Washington, 1964.

Глава девятая

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА И ЕГО ОСНОВНЫХ КОМПОНЕНТОВ

МНОГООТРАСЛЕВОЙ ХАРАКТЕР ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Водные ресурсы едины для различных отраслей народного хозяйства и обширных территорий. Каждый сколько-нибудь крупный узел гидротехнических сооружений проектируется и эксплуатируется, как правило, в интересах не одной, а нескольких отраслей народного хозяйства. В те или иные сочетания между собой вступают гидроэнергетика, водный транспорт, ирригация, осушение земель, борьба с наводнениями, водообеспечение населения и промышленности, рыбное хозяйство и др. В частности, получение энергетического эффекта очень редко является единственной целью гидротехнического строительства; даже тогда, когда гидроэнергетике принадлежит преобладающая роль, ей в большинстве случаев сопутствует более или менее сложный набор подчиненных водохозяйственных компонентов: водного транспорта, орошения и др.

Речной бассейн — это единая водохозяйственная система, гидрологические и водохозяйственные элементы которой находятся в сложном взаимодействии. Каждое изменение условий формирования стока в виде гидротехнического строительства на реках или агрикультурных мероприятий на территории водосбора в большей или меньшей степени сказывается на режиме реки ниже по течению. Так, регулирующее сток водохранилище вносит изменения в свойственное естественному состоянию реки распределение расходов воды между сезонами года, а при высоких степенях регулирования — и между годами на всем течении реки ниже водохранилища. Подобным же образом отбор воды для орошения земель или водоснабжения приводит к уменьшению водных ресурсов, остающихся в распоряжении потребителей, расположенных ниже, и т. п.

Единство водного хозяйства речного бассейна распространяет принцип комплексного использования водных ресурсов на всю речную систему. Каждое водохозяйственное мероприятие получает смысл одного из элементов общего плана использования водных ресурсов бассейна. Задачи отдельных водохозяйственных мероприятий, параметры сооружений и режим их работы увязываются с общим планом, исходя из целесообразного распределения функций между элементами интегральной водохозяйственной системы и наиболее экономически эффективной их координации.

Плановость социалистического хозяйства создает наиболее благоприятные условия для широкого комплексного решения водохозяйственных задач, обеспечивающего получение возможно более высокого

экономического эффекта от намечаемых мероприятий и гармоничное развитие производительных сил.

Историю развития водного хозяйства СССР можно разделить на несколько характерных этапов.

До Великой Октябрьской социалистической революции гидротехническое строительство в России было подчинено главным образом интересам судоходства и мелиорации земель. В XIX и в начале XX в. действовал ряд межбассейновых судоходных соединений и среди них Мариинский (Волго-Балтийский) водный путь, сохраняющий и поныне свое значение (в 1964 г. закончено его коренное переустройство); проводились значительные по тому времени работы по шлюзованию рек Москвы, Оки, Северного Донца, частично Дона и Шексны. Были осуществлены отдельные, относительно небольшого масштаба мероприятия по инженерной ирригации в Средней Азии и в Закавказье. О состоянии гидроэнергетики можно судить по тому факту, что общая мощность трех наиболее крупных гидроэлектростанций, работавших в России до 1917 г., составляла менее 5 тыс. *квт*. Самым крупным водохранилищем того времени был Верхне-Волжский бейшлот с объемом сливной призмы примерно 400 млн. $м^3$. Оно служило и в переустроенном виде продолжает служить для питания попусками участка верхней Волги до г. Калинина и поддержания здесь судоходных глубин. В дореволюционный период начали разрабатываться проекты некоторых крупных гидротехнических сооружений, в том числе Днепровской и Волховской гидроэлектростанций, орошения Чуйской долины и Голодной степи. Появление таких проектов свидетельствовало о зрелости мысли русских гидротехников, но ни один из этих проектов осуществлен в то время не был.

Поворотным пунктом в развитии водохозяйственного строительства России явилась Октябрьская революция. В начале основное внимание было сосредоточено на развитии энергетической базы социалистического хозяйства и соответственно на строительстве гидроэлектростанций, что нашло отражение в плане электрификации РСФСР, созданном по инициативе и под руководством В. И. Ленина в 1920 г. По мере индустриализации страны стало оформляться в самостоятельное направление водного хозяйства водоснабжение промышленности.

Гидротехнические мероприятия того времени — это отдельные решения, преимущественно отраслевого характера. В числе их — гидроэлектростанции на севере и северо-западе Европейской части СССР, на Кавказе и в Средней Азии; водохранилища для обеспечения водой промышленности в засушливых районах и на водораздельных участках с ограниченными водными ресурсами: в Донбассе, Карагандинском угольном бассейне, Магнитогорске, Ново-Московске; оросительные каналы в Средней Азии, на Кавказе и др.

Комплексные водохозяйственные решения этого времени представлены главным образом сочетанием гидроэлектростанций с судоходными устройствами на более или менее крупных судоходных реках. Таковы Днепрогэс, подпор которой перекрыл днепровские пороги — основное препятствие на нижнем Днепре для судоходства; Волховская гидроэлектростанция — первая в СССР крупная гидроэнергетическая установка: Свирские гидроэлектростанции; Рыбинская гидроэлектростанция с крупнейшим водохранилищем энергетического и судоходного назначения и другие.

Комплекс сооружений канала имени Москвы решил ряд жизненных вопросов водного хозяйства столицы. Как известно, этот канал, начинаясь в Иваньковском водохранилище на Волге и преодолевая с помощью насосных установок Московско-Волжский водораздел, коренным образом решает проблему снабжения г. Москвы доброкачественной водой; одновременно он выполняет вторую важную задачу — соединяет

Москву глубоководным судоходным путем с р. Волгой и превращает столицу СССР в порт пяти морей: Каспийского, Белого, Балтийского и при посредстве Волго-Донского соединения также Черного и Азовского. Гидроэнергетика в этом комплексе представлена небольшими гидроэлектростанциями: Иваньковской на Волге, Сходненской на одном из бьефов канала и др.

По окончании Великой Отечественной войны водохозяйственное строительство приобрело более широкий размах — растут размеры, сложность и ответственность сооружений, масштабы водохозяйственных мероприятий и роль их в народном хозяйстве. В технико-экономической политике, определяющей развитие водного хозяйства на этом этапе, можно проследить несколько принципиальных положений.

Водохозяйственное строительство развивается параллельно в основных его отраслях: гидроэнергетике, водоснабжении, орошении земель и водном транспорте.

Решения отдельных сколько-нибудь крупных узлов гидротехнических сооружений подчинены, как правило, принципу многоотраслевого использования водных ресурсов. Этот принцип закладывается во всех случаях крупного гидротехнического строительства. Примеров подобных решений очень много. Один из наиболее сложных водохозяйственных комплексов — Мингечаурский гидроузел на р. Куре в Азербайджане с его самой высокой в Европе 70-метровой земляной плотиной, гидроэлектростанцией мощностью 359 тыс. *квт* и водохранилищем, способным вместить целиком годовой сток р. Куры. Строительство этих сооружений было начато вскоре после окончания Великой Отечественной войны, а в 1957 г. они были введены в эксплуатацию. Эти сооружения замечательны своим разносторонним характером и помимо энергетического эффекта вносят глубокие изменения в жизнь и ландшафт Азербайджана. Плотина запирает р. Куру в горной теснине, из которой река выходит на широкий простор Прикаспийской низменности. Регулирование стока водохранилищем обеспечивает возможность оросить в перспективе около 1 млн. *га* земель в Карабахской, Мильской, Муганской и Ширванской степях. Задерживая высокие половодья, водохранилище существенно облегчило борьбу с наводнениями в нижнем течении р. Куры, которые нередко разрушали валы, ограждающие русло реки, и затопляли посевы и населенные пункты в долине. В результате регулирования стока улучшается также судоходство в нижнем течении Куры.

Другим примером многоотраслевого водохозяйственного комплекса может служить Цимлянский узел сооружений на Дону, важный элемент Волго-Донского судоходного соединения, открытого в 1952 г. Цимлянское водохранилище — один из крупнейших в СССР многолетних регуляторов стока — обеспечивает путем навигационных попусков повышенные по сравнению с естественными судоходные глубины на Нижнем Дону, создает за счет подпора глубоководный судоходный путь на протяжении 200 *км* верхнего бьефа, питает водой гидроэлектростанцию мощностью 160 тыс. *квт* и позволяет в перспективе оросить до 750 тыс. *га* и обводнить большие массивы засушливых земель в Волгоградской и Ростовской областях. Дополнительно этот водохозяйственный комплекс освещен в главе X.

Для рассматриваемого этапа характерно широкое распространение принципа комплексного использования водных ресурсов на целые речные системы и увязка каждого частного решения с общей, предварительно составленной в узловых своих элементах схемой использования реки. Подобными схемами постепенно охватываются все наиболее крупные речные бассейны Советского Союза. Таковы близкие к полному осуществлению схемы использования водных ресурсов Волги и Камы, Днепра, а также сибирских рек — Оби, Енисея с Ангарой, Лены, Амура и др.

По признаку ведущих водохозяйственных компонентов в использовании ресурсов речных систем в СССР можно выделить несколько характерных районов.

В Европейской части СССР с ее равнинным рельефом, относительно малыми уклонами рек и густой заселенностью долин, препятствующей сосредоточению на плотинах большого напора, создание сколько-нибудь крупных энергетических мощностей экономически целесообразно лишь путем переработки больших масс воды на относительно небольших напорах. Соответственно крупные гидроэлектростанции привязаны здесь, как правило, к большим рекам, обильным водой. Таковы основные водные магистрали: Волга с Камой и Днепр; реки северо-западного и северного районов — Западная Двина, Неман, Печора; Днестр на юго-западе и ряд других. Все эти реки на большем своем протяжении судоходны в естественных условиях. Строительство плотин с гидроэлектростанциями при них всегда сопровождается сооружением судопропускных устройств и всего того, что необходимо в новых условиях для водного транспорта. Энергетике здесь принадлежит ведущая роль. Судоходство на первом этапе — до завершения всего каскада — получает повышенные судоходные глубины за счет подпора на перекрытых плотинами участках и за счет зарегулированных водохранилищами повышенных навигационных расходов воды — на свободных участках реки; после завершения каскада река превращается, как правило, в непрерывную лестницу подпертых бьефов с большими глубинами. Решения получают характерное для крупных рек района сочетание энергетики с водным транспортом. С развитием на юге Европейской части СССР ирригации в состав водохозяйственного комплекса вошел третий важный компонент — орошение земель. Подобное развитие комплекса характерно в частности для Волги и Днепра. Для рек северного и в особенности северо-западного районов типично участие в качестве одного из компонентов водохозяйственного комплекса другой, противоположной отрасли водных мелиораций — осушения переувлажненных и заболоченных земель.

Влияние промышленного и коммунального водоотбора на водоносность более или менее крупных рек до последнего времени было невелико за отдельными исключениями (такими, как водоотбор из Иваньковского водохранилища на верхней Волге для г. Москвы, из Северного Донца в Донбасс и др.). Проблемы водообеспечения населения и промышленности приобретают первенствующее положение в районах с густым населением и большой концентрацией промышленности и с ограниченными водными ресурсами. Таковы Центральный промышленный район, Урал, Донецкий бассейн и ряд других районов в Европейской части СССР.

Таковы также районы Северного и Центрального Казахстана, где при богатстве полезными ископаемыми и широких перспективах развития добывающей промышленности крайне ограничены водные ресурсы. Наряду с водообеспечением населения и промышленности орошение земель — важнейший компонент водохозяйственного комплекса в Северном и Центральном Казахстане, в особенности пригородных огородных массивов. Гидроэнергетика и водный транспорт занимают здесь подчиненное положение или вовсе отсутствуют.

К числу наиболее сложных проблем водообеспечения промышленности в пределах Сибири должны быть отнесены проблемы водообеспечения Причулымского промышленного района с концентрацией здесь мощных тепловых электростанций и промышленных районов, тяготеющих к бассейну р. Томь.

Район с первенствующим положением ирригационной отрасли водного хозяйства — республики Средней Азии и Южный Казахстан. Здесь потребность в воде для орошения земель, пригодных для использования,

значительно превышает потенциальные водные ресурсы, а климатические условия благоприятствуют выращиванию таких культур, возможности развития которых в других местах Союза ограничены. В этой обстановке приоритет в требованиях на воду, естественно, принадлежит ирригации; гидроэнергетика является основным компонентом в сочетании с орошением земель: водный транспорт играет подчиненную роль. В сходном положении находятся районы Закавказья и Северного Кавказа, с преобладанием значения энергетики в обильных водой районах (бассейны рек Западного склона — Риони, Ингури и др.) и орошения земель в засушливых районах.

На речных магистралях Сибири энергетика, как ведущая отрасль, сочетается с водным транспортом, включая лесосплав. На Дальнем Востоке, в основном в бассейне р. Амура, важнейшее место в водном хозяйстве, в том числе и наиболее крупных рек, занимает борьба с наводнениями, приносящими народному хозяйству большой, все возрастающий по мере развития края ущерб. Здесь типично сочетание водохозяйственных мероприятий по борьбе с наводнениями в долинах рек с гидроэнергетикой и водным транспортом.

Рыбное хозяйство участвует в той или иной степени и форме во всех водохозяйственных мероприятиях. Особое и подчас принципиальное значение оно приобретает в схемах использования наиболее крупных речных систем, являющихся базой большого рыбного промысла.

В целом по СССР между отдельными участниками водохозяйственного комплекса устанавливаются некоторые общие соотношения.

Гидроэнергетика и водообеспечение населения и промышленности развиваются параллельно, как правило, не пересекаются и не вступают в сколько-нибудь резкие противоречия между собой. На водные ресурсы крупных, обильных водой речных систем, в использовании которых в первую очередь заинтересована гидроэнергетика, отбор на водоснабжение не оказывает сколько-нибудь существенного влияния. Там, где воды мало, а водопотребление населения и промышленности велико, как правило, гидроэнергетика неэкономична. Эти соотношения, характерные для современного состояния водного хозяйства, в дальнейшем могут изменяться в результате многократного повышения спроса на воду для промышленности и населения.

Орошение земель — потребитель воды в количествах, во много раз превышающих водопотребление промышленности и коммунального хозяйства. Поэтому сочетание орошения с другими отраслями водного хозяйства и в частности с энергетикой сложнее и сопряжено с бо́льшими противоречиями. Природные условия, однако, эти противоречия смягчают. В европейской части СССР основные реки, представляющие интерес для орошения, Волга, Днепр, Днестр — текут с севера на юг. Сток их формируется в верхней, северной части бассейна, а отъем воды для орошения приурочен к низовьям. Основная часть гидроэнергетических каскадов расположена вне зон орошения и на ней не сказывается оросительный водоотбор.

В Средней Азии в бассейнах Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи благоприятные условия для строительства гидроэлектростанций сосредоточены в верхних частях бассейна: в горных районах, где возможно создание больших напоров и емких водохранилищ. Таковы реки Пяндж и Вахш до их слияния в р. Аму-Дарью, а также р. Нарын в бассейне Сыр-Дарьи. По выходе рек на равнины абсолютное преобладание получают интересы орошения — здесь располагаются многочисленные головы оросительных систем; преобладающий тип плотин — русловой, фиксирующий уровень воды в реке: мест для создания больших напоров в интересах энергетики и емких водохранилищ мало или вовсе нет; потери на испарение с водной поверхности велики. Специфической для Средней Азии пробле-

мой является рациональное сочетание в работе водохранилищ интересов ирригации и энергетики. Противоречия между этими отраслями заключаются в том, что основная потребность в воде для ирригации сосредоточивается в вегетационный период, а максимум энергопотребления промышленности и населения приурочен к холодной половине года. С развитием машинного орошения в сочетании с созданием внутрисистемных, заполняемых зимой водохранилищ это противоречие несколько сгладится, так как возникнет большая потребность в электроэнергии летом и в подаче воды в магистральные каналы зимой. Принципиальное водохозяйственное решение сводится к двойной системе регулирования. Емким водохранилищам в горных частях бассейна отводится роль многолетнего регулирования стока, в чем одинаково заинтересованы ирригация и энергетика; распределение воды по сезонам подчиняется здесь в основном энергетическим требованиям. Ниже по течению, в предгорных районах, где начинается интенсивное использование воды на ирригацию, предусматриваются водохранилища, перераспределяющие сток по сезонам в соответствии с интересами орошения. Понятно, что эта общетеоретическая схема должна претерпевать в зависимости от местных условий те или иные изменения.

Что касается водного транспорта, как компонента водохозяйственного комплекса, то, как уже было сказано, преобладающим является сочетание водного транспорта с энергетикой в качестве ближайшего участника в реконструкции крупнейших равнинных рек; самостоятельный характер воднотранспортные сооружения приобретают в межбассейновых судоходных соединениях (Беломорско-Балтийский водный путь, Волго-Балтийское соединение) или на тех участках, важных в транспортном отношении рек, на которых гидроэнергетическое строительство мало эффективно.

Экономическая эффективность многих крупнейших гидроэлектростанций столь высока, что в ряде случаев, даже при отнесении на них всех затрат в водохозяйственный комплекс, они сохраняли хорошие экономические показатели. Одно из главных преимуществ гидроэнергетики перед другими отраслями водного хозяйства — практически немедленная после ввода в эксплуатацию гидроэлектростанции реализация всего ее энергетического эффекта в народном хозяйстве. Даже такая мощная централь, как Волжская гидроэлектростанция имени В. И. Ленина, смогла реализовать проектную выработку энергии и проектную мощность в ближайшие годы по окончании строительства (этот срок мог бы быть еще короче, если бы не задержался ввод в эксплуатацию линии электропередачи на Урал). На водном транспорте положение гораздо сложнее. Так, полный народнохозяйственный эффект от транспортной реконструкции Волги и Камы можно будет реализовать по существу только после завершения всего Волго-Камского каскада. В равной мере это относится и к Днепру на участке его ниже Киева.

Что касается ирригации, то, как показывает опыт, освоение намеченных к орошению земель происходит подчас в весьма длительные сроки. До сих пор очень далеки от проектных площади земель, орошаемых из Мингечаурского водохранилища, несмотря на то, что с момента пуска его в эксплуатацию прошло уже больше 15 лет. В сходном положении находится орошение из Цимлянского водохранилища и др.

Подобные соотношения послужили причиной того, что до последнего времени в практике водного хозяйства все вложения в комплексное строительство относились, как правило, на гидроэнергетику; для правильной оценки эффективности мероприятий затраты должны распределяться между участниками водохозяйственного комплекса по определенной методике, что и вошло в практику в последнее время (подробнее см. главу VIII).

дальнейшая интеграция, усиление влияния его на размещение и развитие производительных сил отдельных экономических районов и рост значения водного хозяйства как одной из основ народного хозяйства СССР в целом. Эти тенденции определяются двумя положениями.

Первое из них — все более отчетливо проявляющаяся по мере развития народного хозяйства и роста требований к воде ограниченность водных ресурсов во многих важнейших промышленных и сельскохозяйственных районах. Советский Союз обладает огромными водными ресурсами; как отмечалось в главе I, суммарный годовой сток рек СССР превышает 4 тыс. млрд. $м^3$. Однако подавляющая часть его сбрасывается в Северный Ледовитый океан вдали от центров потребления. Особенно ограничены водой южные республики страны: Туркменская, Узбекская, Азербайджанская, а также Украинская и Молдавская республики. В то время, когда в среднем по СССР на душу населения приходится воды около 20 тыс. $м^3/год$, на наиболее обжитой территории Союза (без Сибири и Дальнего Востока) — только 8,7 тыс. $м^3/год$, а в перечисленных южных республиках — лишь 0,3—1,6 тыс. $м^3/год$ (для сравнения отметим, что в США в среднем на жителя приходится воды 15,6 тыс. $м^3/год$). Сильно осложняют использование водных ресурсов колебания стока во времени. Сток маловодных лет значительно ниже среднего; в некоторых южных засушливых районах (Казахстан) он опускается до 3—4% среднемноголетнего стока; больше половины воды проносят реки за 2—3 весенних месяца, в остальное время года реки маловодны.

По мере развития народного хозяйства и быстрого роста водопотребления вода во многих районах страны становится фактором, сдерживающим развитие промышленности и сельского хозяйства. Уже в настоящее время недостаток воды остро сказывается в Донбассе, Свердловске, Челябинске и в других районах Урала, в Северном и Центральном Казахстане и др. Недостаточность осуществляемых водохозяйственных мероприятий приводит к тому, что, например, на такой крупной реке, как Сыр-Дарья, в маловодные годы не хватает воды, часть орошаемых полей остается неполитой и возникают затруднения в делении воды между отдельными районами бассейна. Так было в частности, в 1965 г.

В ряде случаев дело не ограничивается созданием водохранилищ на местных реках — возникает необходимость в переброске на сотни километров в дефицитные по воде районы стока значительных рек. Таковы каналы Северный Донец — Донбасс, Днепр — Кривой Рог, строящийся канал Иртыш — Караганда.

В перспективе потребность народного хозяйства в воде возрастет по сравнению с современной в несколько раз. К 1980 г. безвозвратное потребление воды на коммунальное и промышленное водоснабжение и орошение земель, т. е. количество ее, испаряющееся в атмосферу и не поддающееся повторному использованию, достигнет по ориентировочной оценке порядка 100—150 млрд. $м^3/год$.

Если так обстоит дело с количественной стороной водных ресурсов, то еще сложнее положение с их качеством. Реки служат в народном хозяйстве не только источниками водоснабжения, гидравлической энергии и средствами транспорта, но и путями удаления промышленных и коммунальных стоков. В прошлом этих стоков было сравнительно мало и они были преимущественно коммунально-бытового происхождения. Сточные воды многократно разбавлялись большим количеством чистой речной воды.

Процессы самоочищения освобождали реку от органических загрязнений.

Индустриализация страны изменила положение: количество сточных вод во много раз увеличилось; состав их изменился; в больших количе-

ствах стали поступать в реки стойкие загрязнители — нефтепродукты, отходы промышленных производств химических, целлюлозно-бумажных и других предприятий. От таких загрязнителей реки не освобождаются в процессе самоочищения. В результате — качество воды рек, протекающих по населенным и промышленно-развитым местностям, резко ухудшилось. Даже крупнейшие водотоки, как р. Волга, загрязнены в недопустимой степени. Ущербы от этого громадны: страдает здоровье населения, гибнет рыба, теряются большие количества ценных продуктов, сбрасываемых в реки со сточными водами.

При ожидаемом в будущем многократном увеличении объема загрязнений качество воды источников могло бы ухудшиться настолько, что стало бы затруднительным поддержание нормальных условий жизни населения и работы промышленных предприятий. Чтобы избежать этого, необходимы системы сложных и дорогих мероприятий по приведению загрязненных водных источников в должное санитарное состояние и по поддержанию их чистоты.

На смену недавнему отношению к водным ресурсам, как к неограниченному и бесплатному дару природы, с некоторым запозданием приходит представление о водных ресурсах как о своеобразном «сырье». «Добыча» и охрана этого сырья, имеющего определенную стоимость, принадлежат к числу существенных элементов общественного производства, которые требуют строгого учета и планирования как самостоятельная отрасль народного хозяйства.

Другое положение, определяющее роль и значение гидротехнических мероприятий в народном хозяйстве, связано с техническим уровнем, достигнутым советской гидротехникой. Принципиальная черта современного водохозяйственного строительства — развитие «большой» гидротехники — использование крупнейших рек СССР. В частности и в особенности это относится к ведущему компоненту — гидроэнергетике. Такое направление непосредственно вытекает из экономических соотношений. Размеры и стоимость гидротехнических сооружений растут, как правило, медленнее, чем увеличивается сток, служащий источником гидравлической энергии. Поэтому в принципе наиболее эффективны крупные установки с относительно высоким напором на больших реках.

Широкое использование таких рек сдерживалось в прошлом экономическими и техническими причинами — недостаточным развитием производительных сил в районах возможного крупного гидроэнергетического строительства, трудностью возведения высоких плотин в сложных гидрологических и геологических условиях, большими объемами работ, отсутствием достаточно производительных строительных механизмов. Так, еще в тридцатых годах в авторитетных гидротехнических кругах считалось невозможным строительство на Волге, на мелкопесчаном основании плотин сколько-нибудь большого напора. В настоящее время эти трудности преодолены. В СССР впервые в гидротехнической практике построены большие сооружения значительной высоты на песчаных, мягких и легкоразмываемых грунтах при сравнительно узком водосбросном фронте (удельный расход 40—50 *м*³/*сек* на 1 *пог. м.*). Решение этой принципиальной задачи дало возможность осуществления таких гидроэлектростанций, как Волжские имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС, Цимлянская, Каховская, Кременчугская и др.

Накопленный опыт и знания позволяют советской гидротехнике перейти к решению весьма сложных водохозяйственных задач и к освоению наиболее мощных и экономичных источников водной энергии: создать водохранилища и гидроэлектростанции на великих сибирских реках — Енисее, Оби, Ангаре, а также в Средней Азии, Закавказье. Сооружения подобного масштаба выходят за рамки мероприятий, обслуживающих местные интересы, они становятся фактором, определяю-

щим технико-экономическую политику в развитии и размещении отдельных отраслей народного хозяйства, вносят изменения в природу, экономику обширных территорий и жизнь населения, выходя порой за пределы отдельных республик и даже за границы государства. Так, дешевая электроэнергия сибирских гидроэлектроцентралей определяет преимущественное развитие в Сибири электроемких производств; регулирование стока среднеазиатских рек становится одним из основных факторов, определяющих развитие сельского хозяйства и энергетики в Средней Азии; переброска стока северных рек в Волгу приведет к изменению режима Каспийского моря и всего того, что связано с этим режимом, и т. п.

Планирование крупных водохозяйственных мероприятий не может ограничиваться рассмотрением непосредственно связанных с ними более или менее узких задач и ближайших перспектив. Оно перерастает в широкие разносторонние исследования, охватывающие многие отрасли народного хозяйства, учитывающие интересы многих районов и областей и предусматривающие условия, в которых призваны работать намечаемые сооружения на многие десятилетия вперед. Рост водопотребности народного хозяйства, необходимость для ее удовлетворения все более сложных и обширных мероприятий по использованию водных ресурсов и охране их от истощения и загрязнения приводят к тому, что отдельные водохозяйственные мероприятия становятся элементами единого плана использования водных ресурсов СССР, учитывающего требования всех заинтересованных водопотребителей и водопользователей и увязывающего между собой отдельные частные решения.

Важным шагом на пути перспективного планирования водного хозяйства в СССР является разработка «Генеральной схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов СССР», выполняемая проектными институтами Министерства энергетики и электрификации СССР совместно с большим числом проектных и научно-исследовательских организаций. На рис. IX. 1 дана ориентировочная схема, иллюстрирующая основные направления водохозяйственного строительства СССР [1]. Необходимость всемерного развития водного хозяйства СССР путем комплексного использования водных ресурсов СССР отмечена в решениях XXIII съезда КПСС в числе главнейших задач развития народного хозяйства на 1966—1970 гг.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

Формы использования воды различными водопотребителями (населением, промышленностью, ирригацией) и водопользователями (энергетикой, водным транспортом и лесосплавом, рыбным хозяйством и др.) крайне разнообразны. Однако при всем многообразии те свойства самых различных водопотребителей и водопользователей, которыми определяются требования, предъявляемые ими к водному источнику, могут быть обобщены и сведены к сравнительно немногим характеристикам.

Основная характеристика — оптимальный режим потребления, т. е. режим потребления воды (энергии), при котором обеспечивается наиболее производительная и экономичная работа потребляющих воду (энер-

---

[1] При составлении схемы и для краткого освещения отдельных отраслей водного хозяйства и наиболее крупных комплексных водохозяйственных проблем СССР использованы материалы института «Гидропроект», Совета по изучению производительных сил при Госплане СССР, Гипроводхоза и Центрального научно-исследовательского института экономики водного транспорта.

гию) предприятий. Смысл, вкладываемый в понятие оптимального режима, раскрывается наиболее просто в случае водоснабжения. Аналогично в принципе и понятие оптимального режима для водохозяйственных установок оросительного назначения. Здесь, в связи с изменением климатической обстановки, складывающейся в районе орошения, и состава орошаемых культур оптимальный режим становится переменным, сохраняя, однако, смысл такого режима, который в каждый данный момент наилучшим образом отвечает требованиям потребителя. Несколько иное содержание получает понятие оптимального режима применительно к гидроэлектростанциям, работающим в составе смешанных энергосистем. В этом случае деятельность установки протекает в условиях непрерывной смены режимов, следующих за колебаниями стока, тем более резких, чем меньше степень регулирования стока, осуществляемого водохранилищем, и за изменением графика нагрузки. В таких условиях понятие нормы потребления может быть отнесено только к энергосистеме в целом, а не к гидроэлектростанции, как таковой. До тех пор пока отдача гидроэлектростанции не падает ниже минимума, при котором потребитель энергии удовлетворяется полностью, колебания выработки гидравлической энергии сказываются только на распределении функций между гидроэлектростанцией и тепловыми установками и не нарушают нормального режима энергоснабжения. Значение основной характеристики энергоотдачи гидроэлектростанции приобретает гарантируемый минимум выработки ее энергии, необходимый для того, чтобы электростанции энергосистемы могли покрыть график нагрузки, развивая необходимую пиковую мощность в часы максимума.

В изменениях норм потребления различаются: 1) прогрессирующие изменения, отражающие развитие народного хозяйства; 2) циклические колебания — сезонные, суточные и в некоторых случаях недельные; сезонные колебания наиболее резко выражены в орошении и водном транспорте, суточные и недельные — в энергетике.

Норма водо- или энергопотребления не определяет полностью требований, предъявляемых к водохозяйственной установке, и соответственно размеры и режим работы этой установки. Вследствие колебаний речного стока поддержание нормальной водо- или энергоотдачи в более или менее маловодные, а в ответственных случаях и в исключительно маловодные годы оказывается затруднительным и экономически нецелесообразным. Отсюда возникает необходимость дополнить характеристику оптимального режима водо- (энерго-) потребления положениями, определяющими размеры допустимых и целесообразных отступлений от этого режима и ограничений потребления. Характеристика, устанавливающая степень устойчивости работы водохозяйственной установки в нормальном режиме, или, что то же самое, степень надежности в снабжении водой (энергией) потребителей, выражается, как известно, при посредстве специального критерия — «расчетной обеспеченности». Этот критерий, специфически связанный с водным хозяйством и являющийся результатом непостоянства используемых ресурсов речного стока, представляет собой один из важнейших нормативов водного хозяйства. Им в большой мере определяются емкость водохранилищ, высота плотин, установленная мощность гидроэлектростанций и т. д.

Сокращение производительности некоторого круга предприятий, вызванное ограничением в водо- или энергоснабжении их данной водохозяйственной установкой, приходится компенсировать сходной продукцией других предприятий, вырабатывающих тот же вид продукции и не связанных с рассматриваемой установкой. Отсюда вытекает экономическая природа критерия «обеспеченности». Чем выше «обеспеченность» и соответственно чем более устойчив режим нормальной водо- (энерго-) отдачи, тем больше средств нужно вложить в строительство водохозяйст-

маловодные периоды (увеличение емкости регулирующего водохранилища, привлечение дополнительного источника снабжения и т. п.); напротив, чем ниже принятая «обеспеченность», тем больше ограничения в подаче воды и энергии предприятиям, которые обслуживаются данной водохозяйственной установкой, тем больше материальный ущерб, вызываемый ограничениями их производительности, и крупнее затраты народного хозяйства, необходимые для того, чтобы компенсировать ущерб от нарушения нормальной производственной деятельности. Таким образом, в принципе рациональный подход к решению заключается в составлении для каждой проектируемой установки экономического баланса, учитывающего, с одной стороны, ущербы, вызываемые ограничениями водо- (энерго-) потребления, и, с другой,— стоимость мероприятий по усилению источника водо- или энергоснабжения.

Экономическое обоснование расчетной обеспеченности режима водохозяйственной установки очень сложно. Основная трудность — неопределенность ряда факторов, которые приходится вводить в анализ при оценке народнохозяйственного ущерба, вызываемого вынужденными ограничениями водо- или энергоснабжения. Поэтому в советской практике расчетная обеспеченность принимается, как правило, в нормативном порядке. Шкала ее значений устанавливается в зависимости от типа предприятий, потребляющих (или использующих) воду и энергию. За критерий обеспеченности принимается, как правило, относительная длительность бесперебойной работы установки, выражаемая в процентах бесперебойных лет.

В СССР нет общегосударственных норм, регламентирующих назначение расчетной обеспеченности для установок, снабжающих разные категории потребителей водой и энергией. Нормативные значения расчетной обеспеченности устанавливаются на основании опыта, накопленного практикой проектирования, и специальных исследований. Такова, в частности, работа Я. Д. Гильденблата и В. Р. Казака [7].

Наиболее крупные исследования по выбору расчетной обеспеченности в гидроэнергетике — работы Д. В. Коренистова [9], коллектива авторов энергетического института имени Г. М. Кржижановского [2] и Ш. Ч. Чокина [18].

К категории потребителей, требующих практически бесперебойного водо- или энергоснабжения (норматив обеспеченности 95—99% в смысле вероятности бесперебойных лет), обычно относятся коммунальное хозяйство и промышленность.

1. *Коммунальное водопотребление.* К этой категории водопотребления экономический критерий принципиально не применим, поскольку ущерб в результате ограничений водоотдачи в значительной своей доле сводится не к сокращениям производства, а к неудобствам населения.

2. *Водопотребление промышленности.* К категории потребителей, требующих практически бесперебойного водо- или энергоснабжения, наряду с коммунальным хозяйством и промышленными предприятиями принадлежат, в частности, тепловые электростанции (норматив обеспечения, как и в предыдущем случае, примерно 95—99% в смысле бесперебойности отдельных лет). При оборотной системе водоснабжения и прудовом охлаждении (такая система водоснабжения типична для тепловых станций) уменьшение расхода свежей воды более чем на 10—15% от нормы влечет за собой падение мощности, примерно пропорциональное сокращению водоснабжения. Падение мощности вызывает отключение потребителей; экономический ущерб этого отключения определяется характером потребляющих энергию производств. Если, например, оценить ущерб, вызываемый отказом в доставке 1 *квт·ч* энергии, в 10 *коп.* и считать,

что недостаток 1 $м^3$ свежей воды приводит к сокращению выработки энергии на 100 $квт \cdot ч$, то ориентировочное значение ущерба, отнесенного к единице объема недоставленной воды, окажется равным 10 $руб/м^3$. Величина эта значительно превосходит стоимость воды даже при получении ее из отдаленных и маломощных источников с регулированием их стока и перекачкой на значительное расстояние. Это предопределяет целесообразность добиваться высокой обеспеченности бесперебойного водоснабжения тепловых электростанций.

К категории потребителей, допускающих более или менее частые отклонения от нормы, принадлежат:

а) водный транспорт при поддержании глубин посредством попусков из водохранилищ (обычный норматив обеспеченности 80—90%) и б) орошение сельскохозяйственных культур.

Обычные нормативы, принятые в сельскохозяйственной практике, составляют 75—80% (по-видимому, для таких культур, как хлопок и для интенсивного садово-огородного хозяйства нормативы должны быть повышены).

Для этой категории водопотребителей помимо значения расчетной обеспеченности, фиксирующей степень устойчивости нормального режима водоотдачи, устанавливается также допустимая степень сокращения подаваемого расхода воды в периоды маловодья. Обычно такое снижение принимается равным 20—25% нормы; иными словами, расход воды, достигающий 75—80% нормы, обеспечивается с высокой степенью надежности. В подобных случаях применяется двойной норматив обеспеченности — закрепляется обеспеченность двух значений расхода воды: полной нормы водопотребления и сокращенного минимума.

Расчетная обеспеченность в гидроэнергетике зависит, согласно исследованиям [9], в основном от плотности графика нагрузки энергетической системы, удельного веса в ее составе гидроэлектростанций, степени регулирования стока водохранилищем. Чем плотнее график нагрузки, чем выше удельный вес гидроэлектростанции в системе и степень регулирования стока, тем больше экономически оправдываемое значение обеспеченности.

При обычном типе промышленной нагрузки, небольшом (до 20%) удельном весе гидравлической мощности в составе смешанной энергосистемы и невысоких (сезонных) степенях регулирования стока обеспеченность, определяющая выбор мощности гидроэлектростанции, выражается примерно 70—80% (по вероятности бесперебойных лет). При повышении удельного веса гидроэлектростанций в энергосистеме и многолетнем регулировании стока значение обеспеченности повышается до 95% и более. При питании гидроэнергией энергоемких производств они могут играть роль потребителей-регуляторов. Экономически целесообразная степень обеспеченности работы гидроэлектростанций может в таких случаях существенно снижаться и устанавливается специальным технико-экономическим расчетом.

Приведенные характеристики, определяя требования потребителей к источнику водо- или энергоснабжения, определяют также основные параметры водохозяйственной установки: напор, емкость водохранилища, установленную мощность гидроэлектростанции и другие, необходимые в заданных условиях (наличные водные ресурсы, характеристика чаши водохранилища и др.) для обеспечения требуемого эффекта.

В равной мере это относится к режиму работы водохозяйственной установки и к правилам ее эксплуатации. Наиболее простые формы этого режима отвечают случаю, когда потребитель заинтересован в получении определенных, неизменных от года к году количеств воды, постоянных в течение года или заданных некоторым графиком сезонного распределения (такой случай типичен для промышленности и коммунального водо-

требителей и водопользователей, отличающихся различным графиком сезонного потребления воды и энергии и различной степенью обеспеченности нормального режима водо- или энергоотдачи от ограничений и перебоев, режим работы водохозяйственной установки усложняется; реализация этого режима в условиях эксплуатации требует специальных правил водопользования, разрабатываемых в составе проекта водохозяйственной установки и утверждаемых в зависимости от масштаба и значения установки местными или центральными планирующими органами и органами по управлению водным хозяйством.

Ниже кратко освещаются особенности развития отраслей водного хозяйства, являющихся основными компонентами водохозяйственного комплекса, в сочетании с гидроэнергетикой, главным образом, в свете того влияния, которое оказывает на них гидроэнергетическое строительство и, с другой стороны, влияния этих отраслей на использование водных ресурсов для производства электроэнергии.

ВОДООБЕСПЕЧЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Водообеспечение населения и промышленности имеет ряд особенностей, отличающих эту отрасль водного хозяйства от других.

Одна из них — высокие требования, предъявляемые к качеству воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения, а также для некоторых видов промышленности. Другая особенность заключается в том, что потребность в воде промышленности и населения должна удовлетворяться с высокой степенью надежности; как правило, ограничения и перебои в подаче воды недопустимы. Отсюда — особая ответственность в выборе надежного источника водоснабжения и мероприятий по регулированию стока водохранилищами, исключающих перебои в водоснабжении даже в редкие периоды максимального маловодья.

В большинстве производств лишь незначительная часть воды теряется в процессе производства путем испарения или входит в состав производимого продукта и не возвращается в источник водоснабжения. Подавляющая часть воды лишь меняет свои качества (обычно загрязняется или нагревается) и после этого удаляется с предприятия в виде сточных вод.

Особое значение имеет величина безвозвратных потерь воды; именно она определяет потребную мощность источника водоснабжения и подлежит учету наряду с валовым водопотреблением в водохозяйственных балансах речных систем и экономических районов.

Для промышленного и коммунального водоснабжения характерны сравнительно небольшие безвозвратные потери по отношению к общему объему потребляемой воды. Потребность в свежей воде даже крупных промышленных предприятий выражается обычно сотнями литров в секунду, достигая лишь в исключительных случаях нескольких кубических метров в секунду.

В дореволюционной России водоснабжение и канализация городов были поставлены крайне неудовлетворительно. По имеющимся данным, в 1912 г. централизованные системы водоснабжения были в 215 городах, а канализационные — только в 18. В качестве источников водоснабжения использовались подземные воды и реки в естественном их состоянии. Промышленность, размещенная на относительно крупных реках, непосредственно пользовалась имеющимися водными ресурсами, либо удовлетворялась небольшими запрудами на более мелкой речной сети, а также ресурсами подземных вод.

В последние десятилетия это положение существенно изменилось. В результате индустриализации страны быстро росли крупные города и численность городского населения, возникали новые промышленные районы. Повысилось благосостояние советского народа и выросла социалистическая культура. Водообеспечение промышленности и населения выдвинулось в самостоятельную и в ряде случаев ведущую отрасль водного хозяйства.

За период 1917—1960 гг. количество водопроводов в СССР увеличилось более чем в 13 раз, количество канализованных населенных пунктов — более чем в 30 раз. Несмотря на это, развитие санитарного благоустройства все еще несколько отстает от роста промышленности, городов и рабочих поселков. Наряду с республиками, где в большинстве городов имеется централизованное водоснабжение — (в РСФСР из 917 городов на 1. I. 1965 г. имели водопроводы 809 городов, или 88%), есть республики, где количество городов с централизованным водоснабжением составляет значительно меньший процент.

В среднем по СССР потребление воды на хозяйственно-бытовые нужды в городах, оборудованных централизованным водопроводом, составило в 1965 г. 145 *л/сутки*. Охват канализацией городов и рабочих поселков осуществлен в меньшей степени, чем водоснабжением.

Программой КПСС предусматривается в плане развития народного хозяйства значительный рост промышленности, жилого фонда и его благоустройства. Важным фактором интенсивного роста водопотребления в стране явится также коренная перестройка быта сельского населения.

В перспективном развитии промышленности СССР необходимо считаться с рядом тенденций, значительно усложняющих решение проблем водообеспечения. К числу этих тенденций относятся:

а) быстрое развитие ряда отраслей промышленности с большой водоемкостью и высокими требованиями к качеству воды, используемой непосредственно в производственном процессе (в виде энергоносителя, хладоагента, растворителя и т. д.);

б) укрупнение единичной мощности промышленных предприятий и комбинирование производства, что повышает требования к концентрации водных ресурсов — источников водоснабжения; так, единичная мощность металлургических и нефтеперерабатывающих заводов возрастет в перспективе в 2—3 раза, алюминиевых и целлюлозно-бумажных комбинатов — в 3—5 раз, ГРЭС — в 4—6 раз и т. д.;

в) создание новых мощных промышленных узлов и районов с большими объемами водопотребления.

Значительного количества воды потребуют в частности тепловые электрические станции. Для крупных агрегатов мощностью 100 тыс. *квт* и больше расход охлаждающей воды составляет 0,05—0,08 $м^3/сек$ на 1000 *квт* мощности. Соответственно, полный расход охлаждающей воды агрегата мощностью 100 тыс. *квт* достигает 5—8 $м^3/сек$. Эти цифры характеризуют потребность тепловых электростанций в оборотной воде. Общая потребность их в свежей воде (включая испарение с охлаждающих устройств, продувку и др.) составляет в зависимости от систем охлаждения для крупных агрегатов до 1—2% расхода оборотной воды. Таким образом, электростанция мощностью 1 млн. *квт* пропускает через конденсаторы до 80 $м^3/сек$, т. е. меженный сток довольно большой реки, а потребность ее свежей воды (безвозвратные потери) выражается примерно 1 $м^3/сек$. К 1980 г. в соответствии с намечаемым строительством тепловых электрических станций потребность их в свежей воде в целом по СССР превысит 10 $км^3/год$. Это обстоятельство следует учитывать при планировании размещения крупных ГРЭС.

В водоснабжении промышленных предприятий планируется широкая замена прямоточного водоснабжения оборотным, последовательное и повторное использование воды, частичная замена водяного охлаждения воздушным.

Основными источниками хозяйственно-питьевых и технических водопроводов останутся поверхностные источники. Использование подземных вод к 1980 г. намечается довести до 20% общей подачи воды, преимущественно для целей питьевого водоснабжения.

Как отмечалось выше, реки служат в народном хозяйстве не только источниками водоснабжения, но и путями удаления промышленных и коммунальных стоков. До недавнего времени многие предприятия и населенные пункты обходились без обезвреживания сточных вод, хотя и ценою значительных неудобств и ущерба. Дороговизна и сложность мероприятий по охране источников приводили нередко к частичному или даже полному отказу от нее. В современных условиях, и в еще большей степени в ближайшей перспективе, при значительном увеличении загрязнений поддержание чистоты источников воды становится совершенно необходимым условием развития хозяйства. Соответственно мероприятия, направленные на упорядочение использования и усиление охраны водных ресурсов, приобретают исключительно важное значение. Способы обезвреживания сточных вод многообразны. Главнейшие из них: очистка на специальных установках или при помощи полей орошения и фильтрации; отведение вод, которые трудно или дорого очищать, в бессточные естественные или искусственные водоемы; уничтожение отходов путем выпаривания и сжигания. Особое внимание должно быть уделено разработке технологических процессов, при которых резко сокращаются потребление и загрязнение воды.

Общие размеры безвозвратного водопотребления населения и промышленности по Советскому Союзу в целом на ближайшие 20 лет достигнут нескольких десятков кубических километров воды в год. Более половины водопотребности относится к территории РСФСР. Подавляющая часть безвозвратных потерь приходится на долю промышленности.

Сами по себе эти величины в суммарном их выражении невелики по сравнению с величинами водных ресурсов. Там, где новые водопотребители располагаются на более или менее крупных реках, снабжение их водой решается простейшим образом (для питьевого водоснабжения, требующего высокого качества воды, особое значение имеют подземные воды).

Однако такая благоприятная обстановка имеется далеко не всегда: ряд угледобывающих, горнорудных предприятий, тяготеющих к ним, комбинатов тяжелой и химической промышленности и другие, располагаются на водораздельных участках и в бедных водой районах СССР. Именно в таких условиях появляется необходимость в разработке сложных водохозяйственных схем, охватывающих обширные территории, в регулировании стока системами водохранилищ и в переброске воды из других, подчас отдаленных речных бассейнов; проблемы водоснабжения становятся в ряде случаев фактором, определяющим развитие производительных сил районов.

Можно выделить три основные категории дефицитных по воде районов. К первой из них принадлежат индустриальные районы, расположенные в засушливых областях, обладающих ограниченными водными ресурсами. В таком положении находятся, в частности, Донецкий бассейн, Южный Урал и в особенности Северный и Центральный Казахстан. Режим рек здесь настолько неустойчив, что полное использование скудных водных ресурсов возможно только путем создания крупных водохранилищ с высоким многолетним регулированием стока. Таковы, в частно-

сти, Большое Магнитогорское и строящееся Верхне-Кизильское водохранилища на р. Урал, предназначенные для водоснабжения Магнитогорского промышленного района, расположенное ниже по течению Ириклинское водохранилище, снабжающее водой Орско-Халиловский промышленный район; своеобразные водохранилища в полупустынях Центрального Казахстана на реках Нуре и Кенгире; намечаемые в ближайшее время водохранилища на реках Тобол, Ишим и др.

При создании водохранилищ в засушливых районах возникают специфические проблемы; важнейшая из них — потери воды на испарение с поверхности больших водоемов, которые приходится создавать для выравнивания сильно колеблющегося стока. Испарение ограничивает возможности его использования и придает особое значение топографии чаш водохранилищ — большой средней глубине их и отсутствию мелководий. Требуют решения и другие проблемы. В числе их борьба с минерализацией воды в водохранилищах, наполнение которых происходит лишь в относительно редкие многоводные половодья, а сработка происходит в течение многих лет подряд. При неустойчивом стоке и большой емкости водохранилищ необходимо также считаться с длительностью их первоначального наполнения при пуске в эксплуатацию и заблаговременно приступать к их строительству. Так, Кенгирское водохранилище — основной источник водоснабжения Джезказганского горнорудного района — наполнилось до проектной отметки и вошло в условия нормального режима работы только на четвертый год после окончания строительства.

Характерным примером решения проблем водообеспечения крупных промышленных районов в условиях ограниченных водных ресурсов может служить Донецкий бассейн. Это был первый крупный промышленный район, для которого в конце 20-х годов была составлена Генеральная схема водоснабжения, предусматривавшая создание на местной речной сети системы многочисленных водохранилищ и использование богатых ресурсов подземных вод в долине р. Северного Донца. В последующие годы Генеральная схема водоснабжения Донбасса уточнялась и дополнялась в соответствии с развитием народного хозяйства. На правобережных притоках Северного Донца, в бассейнах рек Миус, Кальмиус, на р. Волчьей и других были построены водохранилища многолетнего регулирования стока с полезной отдачей свыше 100 млн. *м*^{3}/*год*; проложен ряд магистральных водопроводов от Северного Донца и от источников подземных вод; создано централизованное управление по эксплуатации систем водоснабжения и канализации всего района — Донбассводтрест.

Производительность водопроводов Донбассводтреста возросла к 1940 г. до 210 млн. *м*^{3}/*год*.

Отечественная война прервала развитие водного хозяйства Донбасса и потребовала значительных усилий по его восстановлению. Водные ресурсы, используемые для водоснабжения Донбасса, существенно пополнились с вводом в его центральные районы воды из Северного Донца, зарегулированного крупным Краснооскольским водохранилищем на его притоке — р. Оскол. По каналу протяжением 129 *км* вода в количестве до 25 *м*^{3}/*сек* подается в центральные районы Донбасса с подъемом воды насосными станциями на высоту примерно 200 *м* (канал вступил в эксплуатацию в 1959 г.). Расчеты показывают, что, несмотря на действующие Краснооскольское водохранилище на р. Оскол, Печенежское водохранилище на р. Северном Донце в районе Харькова и на дальнейшие мероприятия по регулированию стока, ресурсы реки уже в ближайшие годы окажутся недостаточными для обеспечения водой промышленности северо-восточного района Донбасса: они будут истрачены на водоснабжение развивающихся Белгородского и расположенного ниже Харь-

кова Шебелинского промышленных районов, ряда новых и расширяющихся ГРЭС и др. В связи с этим возникает необходимость подавать воду в Донбасс из более отдаленных, богатых водными ресурсами речных бассейнов. В качестве такого источника рассматривается р. Днепр.

Еще более сложная задача — приведение в порядок канализационного хозяйства Донбасса. Современное его состояние совершенно неудовлетворительно; в результате недостаточной, а в ряде случаев полностью отсутствующей очистки промышленных и коммунальных сточных вод местные реки, включая Северный Донец, приведены в антисанитарное состояние.

Из других крупных объектов водоснабжения промышленных районов, расположенных в засушливых областях, можно отметить канал Днепр — Криворожский промышленный район. Он берет начало в Каховском водохранилище на Днепре и заканчивается в Южном водохранилище. Протяжение канала 41,6 *км*; производительность, рассчитанная на снабжение водой населения, промышленности, а также сельскохозяйственных земель района, составляет 35 *м*³/*сек*. Канал передан в эксплуатацию в 1961 г.

Еще бóльшие масштабы имеет проблема водообеспечения Северного и Центрального Казахстана, возникшая в последние годы в связи с индустриализацией этих районов, богатых полезными ископаемыми и чрезвычайно бедных водными ресурсами. Наряду со строительством системы крупных водохранилищ многолетнего регулирования местного стока, здесь, как известно, сооружается 500-километровый канал Иртыш — Караганда с расходом воды в голове канала 75 *м*³/*сек* и с подъемом воды на несколько сотен метров. Строительство этого канала намечено окончить в 1970 г. Северный и Центральный Казахстан могут служить типичными примерами районов, развитие которых полностью зависит от правильного и своевременного решения проблемы водообеспечения.

Ко второй категории дефицитных по воде районов относятся районы с крупной промышленностью и большой численностью населения, расположенные на водораздельных участках речных систем. Дефицит воды создается здесь даже в областях избыточного увлажнения в силу ограниченности водосборной площади, питающей местные источники. Типичным примером может служить Москва, которая, не удовлетворяясь ресурсами р. Москвы, уже более 25 лет пользуется дополнительно волжской водой, подаваемой по каналу имени Москвы.

Наконец, к третьей категории относятся районы, где основная причина затруднений с водоснабжением не только, и даже не столько, бедность водных ресурсов, сколько загрязнение их промышленными стоками. К этой категории относятся в частности промышленные районы Урала: Свердловский, Челябинский и др.; число таких районов все увеличивается, хотя необходимо отметить, что эта проблема весьма актуальна и в районах первой и второй категорий.

К числу наиболее острых проблем водообеспечения, требующих решения в первую очередь, принадлежит, помимо отмеченных выше, также ряд других. Среди них заслуживают особого внимания следующие.

1. Водообеспечение промышленного Урала (Свердловский, Челябинский, Оренбургский промышленные районы). Основные задачи: предотвращение загрязнения, регулирование и возможно более полное использование местного стока; обеспечение водой в первую очередь Свердловского и Челябинского промышленных узлов с подводом воды каналами и напорными трубопроводами из других районов; проектная разработка и решение вопроса о перспективном водоснабжении основных промыш-

ленных узлов Урала с подводом и использованием стока рек Тобола, Тавды, а в дальнейшей перспективе — Иртыша и др.

2. Завершение и реконструкция систем очистных сооружений для коммунальных и промышленных стоков г. Москвы с полным прекращением в ближайшие годы сброса неочищенных сточных вод в р. Москву и ее притоки; проведение мероприятий, обеспечивающих возможность более полного использования для водоснабжения г. Москвы волжской воды, поступающей по каналу имени Москвы (изоляция Иваньковского водохранилища от болотных и дренажных вод, создающих цветность воды; мероприятия по обесцвечиванию воды в Учинском водохранилище, изыскание дополнительных водохранилищ для отстоя воды и пр.); изыскания перспективных дополнительных источников воды (реки Вазуза, Ока).

3. Водообеспечение Тульско-Новомосковского, Воронежско-Липецкого, Белгородско-Курского промышленных районов. Для значительной части потребителей основным источником водоснабжения явятся ресурсы Окского бассейна. Сток этого бассейна практически не зарегулирован и подвержен резким сезонным и многолетним колебаниям. Поэтому ближайшая задача состоит в разработке рациональной схемы использования р. Оки, подчиненной в первую очередь интересам водоснабжения и водных мелиораций, с одновременным улучшением ее судоходных условий, а если окажется целесообразным, и с некоторым ее гидроэнергетическим использованием. В схеме должна быть предусмотрена система водохранилищ на притоках, в частности, в верхней части бассейна для обеспечения водой Тульско-Новомосковского промышленного района. Задачи водообеспечения этих районов не могут быть решены без коренного улучшения современного, совершенно неудовлетворительного санитарного состояния водных источников.

4. Водообеспечение Кузнецкого бассейна (Западная Сибирь) с регулированием стока р. Томь и устройством районной системы водоснабжения, канализации, очистки и использования сточных и шахтных вод.

5. Комплексное использование вод Самур-Дивичинского канала для водоснабжения городов Баку и Сумгаита и для орошения и обводнения Апшеронского полуострова; очистка и использование сточных вод Баку и Сумгаита для орошения, предотвращение загрязнения моря, побережья и районов нефтепромыслов нефтяными отходами и теряемой при добыче и транспортировке нефтью и нефтепродуктами.

Обычным компонентом мероприятий по водообеспечению промышленности и населения в засушливых районах является, как отмечалось ранее, орошение земель, в первую очередь пригородных массивов для снабжения городского населения овощами, создания кормовой базы для молочного животноводства и др.

Важнейшая задача, связанная с водообеспечением населения и промышленности, требующая неотложного решения во всех экономически развитых районах, заключается в принятии срочных организационных и технических мер к обеспечению должного качества воды источников.

ВОДНЫЕ МЕЛИОРАЦИИ

Территория СССР расположена в различных природных зонах от полярных областей до субтропиков. Недостаток тепла на севере в сочетании с избытком осадков, что особенно характерно для северо-запада Европейской части СССР, вызывает переувлажнение и заболачивание почвы. На юге и юго-востоке обширная территория расположена в засушливой зоне с большим количеством тепла, малым количеством осадков и с постоянным дефицитом влаги в вегетационный период; в этой

зоне находятся территории среднеазиатских республик — Узбекистана, Таджикистана, Туркмении, Киргизии, большая часть Казахстана, восточная часть Грузии, прикаспийские степи Азербайджана, часть земель Армении.

К северу от этой зоны располагается зона с неустойчивым увлажнением и периодическими засухами, более частыми на юге и более редкими и не столько резко выраженными на севере. В этой зоне находятся огромные территории юга Украины, Северного Кавказа, районов средней и нижней Волги и Урала, северных и центральных районов Казахстана, Прикаспийской низменности и юго-запада Сибири. От засухи время от времени страдают также центральные черноземные области, а порой и некоторые нечерноземные районы. Более северные районы — в Белоруссии, Литве, Латвии, Эстонии, РСФСР — излишне увлажнены.

Сельское хозяйство почти всей территории Советского Союза в той или иной степени связано с водными мелиорациями — орошением земель на юге и юго-востоке — осушением заболоченных и излишне увлажненных земель на севере и северо-западе; см. также [15].

Важнейший вид водных мелиораций — орошение сельскохозяйственных культур. Орошение земель — крупнейший потребитель воды, в значительной мере определяющий в ряде районов перспективы использования водных ресурсов и направление водохозяйственных мероприятий.

Оросительные мероприятия служат в СССР для решения двух задач. Первая из них — получение продукции, производство которой невозможно без орошения и обводнения земель. Таково производство хлопка, риса, продуктов садоводства и виноградарства в засушливых районах Средней Азии и Закавказья, производство продуктов животноводства на обводненных отгонных пастбищах в зонах пустынь и полупустынь. Второе назначение орошения — повышение урожайности сельскохозяйственных культур в районах, где эти культуры без мелиораций менее продуктивны, и создание фонда мелиоративных земель для получения гарантированного устойчивого сбора зерна и кормов.

Таблица IX.1

Республика	Наличие земель с оросительной сетью, тыс. *га*	Использовано орошаемых земель, тыс. *га*	Полито ирригационно подготовленных земель, тыс. *га*
Всего по СССР	**12 107**	**9 270**	**8 205**
Республики Средней Азии	**5 651**	**4 411**	**4 219**
В том числе:			
Узбекская	3 179	2 620	2 492
Туркменская	904	514	513
Таджикская	473	437	423
Киргизская	095	840	791
Казахская	1 823	1 146	985
Закавказье	**2 212**	**1 693**	**1 372**
В том числе:			
Азербайджанская	1 599	1 116	953
Армянская	258	233	187
Грузинская	355	344	232
РСФСР	**1 832**	**1 458**	**1 176**
Украинская	**514**	**496**	**402**
Молдавская	**75**	**67**	**51**

Развитие ирригации в СССР достигло значительных размеров. Площадь орошаемых земель выросла за годы Советской власти в 2,5 раза, а сбор хлопка увеличился в 8 раз.

Данные по площадям и их распределение по республикам приведено в табл. IX. 1. Кроме того, в СССР числится свыше 1000 тыс. *га* лиманов, из которых в 1965 г. было залито 543 тыс. *га* — почти все в Казахской ССР.

Площадь политых земель возросла по Европейской части СССР за пятилетие 1960—1965 гг. на 0,52 млн. *га*, по Среднеазиатскому району — на 0,18 млн. *га* (значительная площадь ранее орошенных земель выпала из использования в связи с засолением).

Распределение политых земель между культурами таково (в млн. *га*, 1965 г.):

Технические культуры (в том числе хлопок — 2,4 млн. *га*) . .	2,7
Рис	0,2
Зерновые культуры (в том числе кукуруза — 0,2 млн. *га*) . .	1,7
Кормовые культуры	1,8
Овощи, картофель, бахчевые культуры	0,6
Сады, виноградники	0,8
Сенокосы, приусадебные участки	1,0

Современный сбор хлопка достиг 5,7 млн. *т/год* (1965 г.), сбор зерна на поливных землях составляет 2,6 млн. *т* (1965 г.), в том числе риса 0,55 млн. *т*.

Подавляющая часть орошаемых земель (около 80%) находится в Средней Азии, Закавказье и Казахстане в тех районах засушливой зоны, где ирригация — обязательное условие сельского хозяйства и где теплый климат позволяет использовать орошаемые земли для таких теплолюбивых культур, для которых непригодны другие климатические зоны СССР.

В зоне недостаточного увлажнения площадь орошаемых земель относительно невелика. Так, в РСФСР в 1965 г. было полито около 1,2 млн. *га*; большая часть этих земель расположена на Северном Кавказе; на Украине и в Молдавии в настоящее время орошаемая площадь составляет всего около 500 тыс. *га*.

Из табл. IX. 1 следует, что из общей площади земель с оросительной сетью около 12 млн. *га* в 1965 г. были политы площади порядка 8,2 млн. *га*, т. е. лишь около двух третей; сходные соотношения наблюдались и в предыдущие годы. Имеет место значительный разрыв по времени между завершением строительных ирригационных работ и сельскохозяйственным освоением земель.

Значительная часть орошаемых земель (около 5 млн. *га*) бывает полностью обеспечена водой только в годы с повышенной водностью, в остальные же годы орошаемые культуры испытывают недостаток воды, особенно острый для зерновых культур. Значительная часть орошаемых земель засолена и не дает полноценных урожаев, не имеет должной планировки, что затрудняет равномерный полив и промывку и создает избыточность водоподачи, вызывающую засоление и заболачивание хороших земель. Большая часть оросительных систем недостаточно оснащена постоянными гидротехническими сооружениями, что затрудняет водозабор, вызывает излишние потери на фильтрацию из каналов и непроизводительный сброс воды.

Современный технический уровень ирригации предопределяет необходимость проведения значительных реконструктивных мероприятий, что может дать значительный эффект и повысить отдачу продукции с орошаемых территорий. Намечаемые мероприятия в каждом конкретном случае должны тщательно взвешиваться и оцениваться по технико-экономическим показателям.

В планах развития народного хозяйства СССР особое внимание уделяется проблемам орошения и обводнения земель в засушливых южных и юго-восточных районах СССР — Средней Азии, Казахстане, Закавказье, где природные условия позволяют выращивать такие ценные культуры, как хлопок, рис и др. Центральное положение среди этих проблем занимает развитие хлопководства. Одновременно намечается развитие орошения в степных районах зоны неустойчивого увлажнения. Здесь ставится задача обеспечить независимость от погоды урожая, в первую очередь зерна, ценных овощных и плодовых культур, создать пригородные продовольственные базы, а в районах с неблагоприятным кормовым балансом — устойчивые кормовые базы.

Развитие оросительных мероприятий намечается в двух направлениях. Одно из них — широкая реконструкция существующих оросительных и обводнительных систем, современное техническое состояние которых не позволяет нормально использовать обслуживаемые ими сельскохозяйственные угодья и получать полноценную, устойчивую продукцию. Эти мероприятия должны предусматривать повышение водообеспеченности нуждающихся в этом систем с устройством водохранилищ для регулирования стока, устранение засоления земель, чаще всего с закладкой дренажа, планировку, оснащение систем гидротехническими сооружениями, а также рационализацию поливного хозяйства, обеспечивающую экономное расходование воды, борьбу с засолением земель и др.

Приведение в порядок имеющихся орошаемых земель рассматривается как самая первостепенная задача. Уже в ближайшее время намечается проведение крупных работ в этом направлении; намечено повысить водообеспеченность и провести реконструкцию оросительных систем на площади 2,5 млн. *га*, капитальную планировку на 1,5 млн. *га*, за пятилетие провести работы по рассолению 1,2 млн. *га*.

Другое направление в развитии ирригации заключается в орошении и освоении новых земель.

Важнейшая задача намечаемых оросительных мероприятий в засушливых зонах Средней Азии, Южного Казахстана и Закавказья — увеличение производства хлопка. В 1965 г. в стране было заготовлено, как отмечалось, свыше 5,6 млн. *т* хлопка-сырца при средней урожайности 23 *ц* с 1 *га*. В перспективе производство хлопка намечается довести до 10 млн. *т* и более. При средней расчетной урожайности, несколько более высокой по сравнению с современной (примерно 25 *ц* с 1 *га*), посевные площади хлопчатника должны возрасти в СССР до величины порядка 4 млн. *га* против современной, несколько превышающей 2,4 млн. *га*. Ведущее место в производстве хлопка, как известно, занимает и будет впредь занимать Узбекская ССР, где производится $^2/_3$ всего количества хлопка страны.

Наряду с хлопчатником будет развиваться орошение также технических, овощных, кормовых культур, садов и виноградников. Возрастет на орошаемых землях и производство зерна.

Значительное развитие должно получить выращивание риса. За последние десятилетия площади посева и валовые сборы риса в СССР по ряду причин сокращались: этой культуре не уделялось должного внимания. В 1965 г. под рисом было занято всего 0,21 млн. *га* главным образом в Средней Азии и отчасти на Кубани, а сбор риса составил около 550 тыс. *т*. В ближайшие 5—10 лет сбор риса намечается довести до 3,5—4 млн. *т*, для чего необходима площадь под рисовыми посевами порядка 1 млн. *га*. Часть этих площадей может быть размещена в низовьях рек Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи на землях, находящихся в малоблагоприятных условиях для хлопководства и расположенных у северных границ его возможного распространения. Нужно, однако, иметь в виду,

что слишком большое развитие в ... го в несколько раз больше воды, чем другие культуры, может послужить препятствием (ввиду ограниченности водных ресурсов) для расширения хлопководства.

Основные массивы под рис должны быть размещены в более северных и обильных водою районах, где это не противопоставляется хлопководству: в бассейнах рек Или́, Кубань, Терек, Дон, Волга, Днепр, Дунай, Амур и Сайфун.

Бо́льшая часть орошаемых земель засушливой зоны располагается в Средней Азии и Южном Казахстане. Суммарные водные ресурсы этого района составляют около 140 *км*³/*год*, из них бассейны рек Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи дают около 120 *км*³, а остальные — бассейны рек Или́, Чу, Таласа и других, более мелких. Площади земель, пригодных для орошения по почвенному и рельефному признаку, превышают ту площадь, которая соответствует водным ресурсам района. При полном практически возможном использовании на орошение местных поверхностных и подземных водных ресурсов и при упорядочении и рационализации поли́вного хозяйства площадь орошения может быть, по-видимому, доведена примерно до 10—12 млн. *га* и будет в 2—3 раза превышать современную.

Основными массивами развития орошения хлопчатника в Средней Азии должны явиться массив Голодной степи в бассейне р. Сыр-Дарьи, Каршинский и зона Каракумского канала в бассейне р. Аму-Дарьи. Одновременно намечается развитие орошения в Ферганской долине, в долине Сурхан-Дарьи, в Южном Таджикистане, а также на Чирчик-Ангрен-Келесском массиве, на основе водохранилища строящегося Чарвакского гидроузла на р. Чирчик.

Характерной чертой современного этапа в развитии ирригационного строительства в Средней Азии является переход от использования водных ресурсов в том состоянии, в каком их создала природа, к системе, основанной на преобразовании режима стока и управления им с помощью водохранилищ. Водохранилища строились здесь главным образом на относительно небольших реках: на р. Мургаб в Мургабском оазисе на юге Туркмении, на правобережных притоках р. Аму-Дарьи (Кашка-Дарья и др.). Лишь сравнительно недавно на Сыр-Дарье вошло в строй Кайраккумское водохранилище для сезонного регулирования стока; закончено строительство Ортотокойского водохранилища в верхнем течении р. Чу; введено в эксплуатацию Чардаринское водохранилище в среднем течении р. Сыр-Дарьи; строятся Андижанский и Чарвакский гидроузлы на притоках р. Сыр-Дарьи — р. Кара-Дарье и Чирчике с водохранилищами сезонного регулирования стока. В бассейне р. Аму-Дарьи строится Нурекское водохранилище на р. Вахше; на главном притоке Сыр-Дарьи — р. Нарыне развернулось строительство Токтогульского гидроузла с самым крупным в Средней Азии водохранилищем многолетнего регулирования (ближайшие этапы работы этих водохранилищ будут подчинены в значительной мере интересам энергетики; использование же в оросительных целях будет развиваться по мере освоения всех орошаемых земель в зоне их действия). Предусматривается строительство ряда менее крупных водохранилищ, главным образом сезонного действия на притоках р. Сыр-Дарьи в Ферганской долине и на притоках р. Аму-Дарьи.

Последовательное создание водохранилищ для сезонного и многолетнего регулирования стока должно привести в конечном итоге к полному контролю над ресурсами бассейнов рек Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи и к практическому исчерпанию этих ресурсов. При этом задачи многолетнего регулирования приобретают специфический характер. При малой изменчивости годовых объемов стока, свойственной рекам с преобла-

дающим горноснеговым и ледниковым питанием, разница между стоком среднего и среднемаловодного года, на ресурсы которого до настоящего времени ориентируется оросительное хозяйство, не очень велика. При коэффициенте изменчивости годового стока 0,15—0,20 (Сыр-Дарья, Чирчик) сток среднемаловодного года (обеспеченностью около 75%) составляет примерно 85—90% и даже несколько больше от среднего многолетнего. Для рек с еще более устойчивым многолетним режимом (например, Вахш, Пяндж, Аму-Дарья и некоторые др.) этот процент соответственно повышается. В подобных условиях задачей многолетнего регулирования становится не только и даже, пожалуй, не столько расширение орошаемых площадей, сколько повышение водообеспеченности орошаемых массивов и предотвращение посушек в особо маловодные годы путем пополнения их ресурсов за счет запасов, накопленных в водохранилищах в периоды многоводья.

Наряду с водохранилищами для регулирования стока намечается сооружение ряда русловых водоподъемных плотин в районах головных сооружений крупных магистральных каналов, берущих воду из рек Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи, для поддержания необходимых для водоприема уровней воды в реках, что в настоящее время достигается за счет повышенных расходов в нижнем течении. Помимо действующей Кзыл-Ординской и строящейся Казалинской плотин на р. Сыр-Дарье строится Тахиаташская, намечаются Тюя-Муюнская и Кзыл-Аякская водоподъемные плотины на р. Аму-Дарье.

В Закавказье перспективы орошения гораздо у́же. В Грузии орошение сосредоточивается преимущественно в засушливых восточных районах республики. Земельный фонд раздроблен небольшими площадями по долинам рек. Современная орошаемая площадь, главным образом, под кукурузу, сады, чай, виноградники, кормовые культуры, составляет 200—300 тыс. *га*. Самый крупный орошаемый массив (90 тыс. *га*) расположен в Самгорской степи; источник орошения — р. Иори, сток которой регулируется водохранилищами.

В перспективе орошаемая площадь здесь может быть увеличена примерно в 1,5 раза с использованием ресурсов рек Алазани, Лиахвы и других; безвозвратное потребление воды на орошение достигнет в ближайшие 15—20 лет, согласно имеющимся предположениям, ежегодного объема около 3 $км^3$. Отъем такого количества воды существенно уменьшит сток рек Каспийского склона (бассейн р. Куры), составляющий в пределах Грузии округленно 16 $км^3/год$. Это не вызовет соответствующего уменьшения выработки электроэнергии грузинскими гидроэлектростанциями, использующими преимущественно горные участки рек. Однако на работе крупных гидроэлектростанций, расположенных на р. Куре за пределами Грузии — в Азербайджане, изъятие стока скажется более ощутимо.

В Армении как современный оросительный фонд (примерно 170 тыс. *га*), так и перспективный (350—400 тыс. *га*) тоже невелики. Бóльшая часть площадей приурочена к Араратской долине. Водный баланс республики напряжен. Затраты воды на орошение достигнут в перспективе ежегодного объема воды около 2 $км^3$, что близко к 30% всех водных ресурсов Армянской ССР. Важнейшая водохозяйственная проблема, связанная с орошением,— обеспечение водой ирригации и гидроэнергетики в долине р. Раздан и Араратской котловине при прекращении сработки оз. Севан. Один из путей решения этой задачи — переброска в Севан части стока р. Арпы (строительство начато) наряду с мобилизацией всех местных ресурсов стока, особенно подземных вод.

Азербайджанская республика располагает наибольшим в Закавказье фондом пригодных для орошения равнинных земель, расположенных преимущественно в долинах рек Куры и Аракса. Современная орошае-

мая площадь — около 1 млн. *га*, общий фонд примерно 2—2,5 млн. *га* (из них пригодных для выращивания хлопка 500 тыс. *га*); общая площадь, намечаемая к орошению на уровне примерно 1980 г. и за его пределами, оценивается в 1700 тыс. *га*. Потребность орошения и обводнения достигнет вместе с потерями на испарение величины, близкой к 75% полного стока, которым может располагать Азербайджан (за вычетом потребления расположенных выше республик). Таким образом, обеспечение водой потребностей Азербайджанской ССР, в которых решающее место занимает орошаемое земледелие, представляет собой одну из сложных водохозяйственных задач будущего.

Условия орошения в районах неустойчивого увлажнения, главным образом в Среднем и Нижнем Поволжье и на юге Украины, существенно отличаются от условий орошения в пустынях и полупустынях, где земледелие без орошения вообще невозможно; в районах неустойчивого увлажнения зе́мли издавна используются в сельском хозяйстве, и в годы с нормальной и повышенной влажностью дают хороший урожай без орошения. Трудности сельского хозяйства вызываются, как отмечалось выше, периодическими засухами, которые время от времени поражают юг и юго-восток Европейской части СССР. В XVIII в. здесь было свыше 30 более или менее засушливых лет, примерно столько же в XIX в. Иногда засуха повторялась несколько лет подряд. Так было в 1905, 1906 и 1907 гг.; в 1906, 1911 и 1921 гг. засуха поразила громадную территорию и явилась народным бедствием. Засушливыми были также 1931, 1936, 1938, 1943, 1946, 1954, 1957 и особенно 1963 и 1965 гг., когда недобор зерна достиг 20% среднемноголетнего сбора.

В целях получения высоких и устойчивых урожаев зерновых и других сельскохозяйственных культур Пленум ЦК КПСС, происходивший в мае 1966 г., наметил весьма обширную программу ирригационных работ. Всего за десятилетие площадь орошаемых земель должна быть увеличена на 7—8 млн. *га*, должны быть выполнены широкие мероприятия по реконструкции, повышению водообеспеченности, по мелиоративному улучшению существующих поливных земель и по хозяйственному освоению вновь орошаемых площадей. В Европейской части Союза намечено орошение по преимуществу под зерновые культуры около 1,35 млн. *га* в текущем и свыше 3 млн. *га* в следующем пятилетии, в первую очередь на Северном Кавказе, юге Украины, в Молдавии и в дальнейшем — в Поволжье.

Для оценки масштабов этих работ следует указать, что за пятилетие 1961—1966 гг. было всего введено 1,3 млн. *га* новых орошаемых земель, из них в Европейской части страны менее 0,6 млн. *га*.

В обширной зоне неустойчивого увлажнения можно выделить несколько наиболее крупных районов перспективного орошения и обводнения: Заволжье с Волго-Уральским междуречьем, низовья р. Волги, Прикаспийскую низменность, Северный Кавказ, юг Украины.

Водообеспечение орошаемых земель не вызывает здесь в большинстве случаев принципиальных затруднений. Развитие орошения может опираться на ряд уже осуществленных, преимущественно в энергетических и транспортных целях водохранилищ. Так, ресурсы р. Волги контролируются системой Волжско-Камских водохранилищ, среди которых первенствующее положение занимает Куйбышевское, а также Волгоградское; в сходном положении находится Днепр с Кременчугским водохранилищем и замыкающим Каховском бьефом, сток Дона находится под контролем Цимлянского водохранилища.

Водные ресурсы р. Волги на длительную перспективу практически неисчерпаемы. Ресурсы Днепра и Дона хотя и более ограничены, но достаточно велики, чтобы обеспечить при посредстве осуществленных на них водохранилищ потребность в воде орошения первоочередных мас-

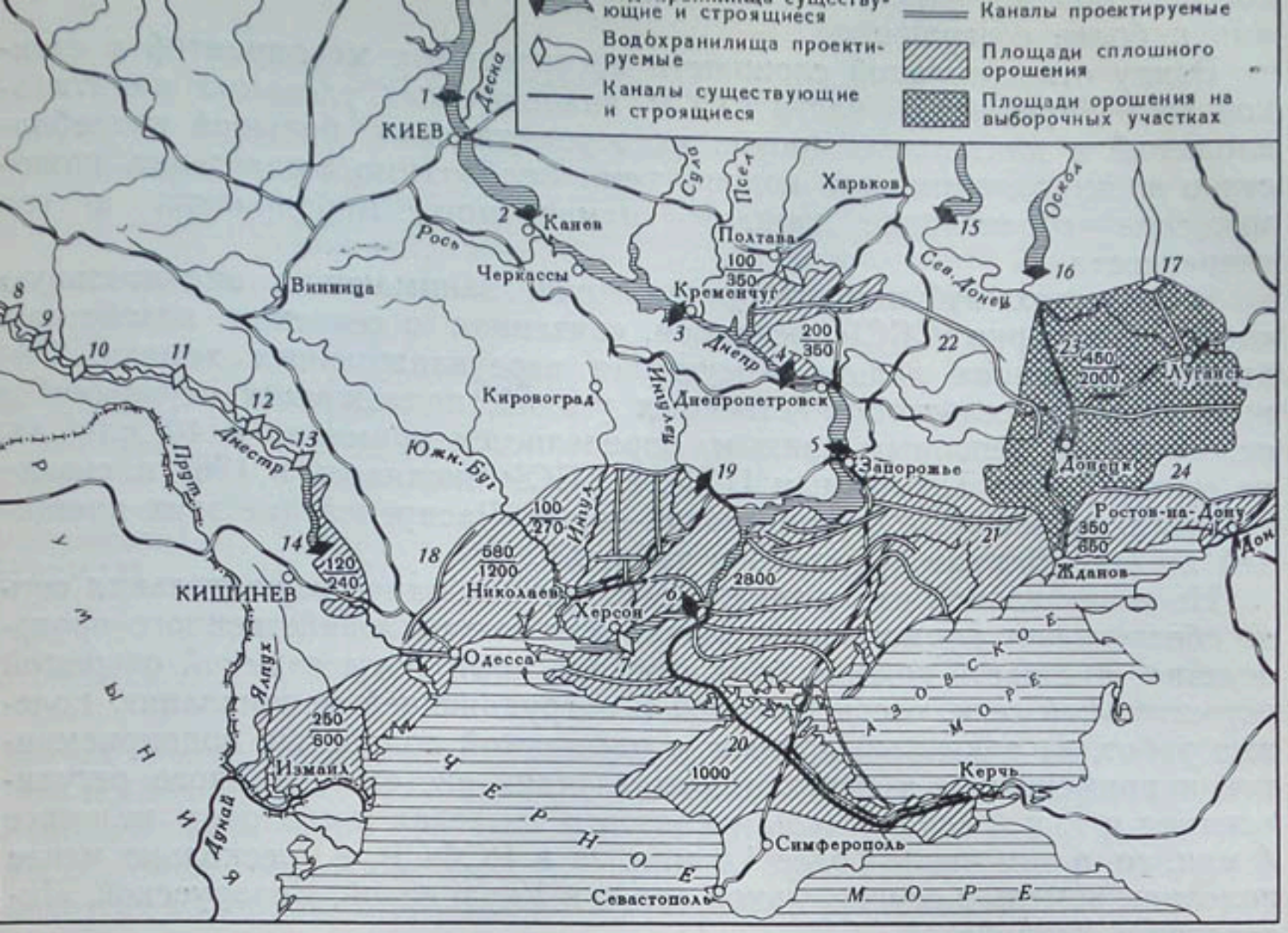


Рис. IX.2. Схема развития орошения на юге Украины и Молдавии. Цифры в пределах орошаемых площадей показывают (в тыс. *га*): числитель— площадь орошения, нетто; знаменатель—то же, брутто

Днепровский каскад: *1* — Киевская ГЭС; *2* — Каневская ГЭС; *3* — Кременчугская ГЭС; *4* — Днепродзержинская ГЭС; *6* — Днепровская ГЭС имени В. И. Ленина; *6* — Каховская ГЭС; *7* — Нижне-Днепровский гидроузел; *Днестровский каскад*: *8* — Нижневская ГЭС; *9* — Унижская ГЭС; *10* — Жванчикская ГЭС; *11* — Могилев-Подольская ГЭС; *12* — Ямпольская ГЭС; *13* — Каменковская ГЭС; *14* — Дубоссарская ГЭС; *водохранилища*: *15* — Печенежское; *16* — Красно-Оскольское; *17* — Айдарское; *основные магистральные каналы*: *18* — Восточно-Днестровский; *19* — Криворожский: *20* — Северо-Крымский; *21* — Восточно-Зональный; *22* — Орельский; *23* — Северный Донец — Донбасс; *24* — Южно-Донской

сивов земель — в настоящее время их оросительная способность почти не используется. В более сложном положении находятся бассейны таких рек, как Кубань, Терек, Днестр, Урал и др. Здесь по мере развития орошения должны проводиться мероприятия по регулированию стока, подчиненные интересам ирригации в сочетании с энергетическим использованием стока и интересами других водопотребителей и водопользователей.

Дальнейшее развитие орошения в этих районах должно быть строго увязано с водохозяйственными балансами и перспективными потребностями других водопотребителей.

Основные затруднения, с которыми встречается развитие в больших масштабах орошения в этой зоне, относятся к области освоения новых крупных массивов орошаемых земель. В ряде случаев в степных районах, где предполагается развитие орошения посевов пшеницы, кукурузы и кормовых культур, необходимо считаться со сложными почвенными и гидрогеологическими условиями при переходе на поливное земледелие.

Развитие орошения в этой зоне требует тщательной подготовки, постановки специальных крупных экспериментов, обобщения и критического освоения имеющегося пока ограниченного опыта, разработки рациональных методов ведения поливного хозяйства, создания условий,

обеспечивающих переход от современной трудоемкой техники орошения к более совершенной.

Ввиду относительной сложности оросительных мероприятий в степной зоне Европейской части СССР, значительных удельных капиталовложений и длительных сроков их осуществления, большой потребности в электроэнергии для водоподъема необходимо тщательное экономическое обоснование каждого намечаемого мероприятия и его очередности.

В областях избыточного увлажнения, занимающих значительную часть территории СССР, основная, связанная с сельским хозяйством водохозяйственная задача,— осушение переувлажненных земель. Общая площадь сельскохозяйственных угодий, подлежащих осушению и освоению, по неполным данным, определяется примерно в 40 млн. *га*, не считая болот. По данным ЦСУ, в СССР числилось в 1965 г. свыше 10,5 млн. *га* земель с осушительной сетью. Распределение этих площадей по республикам показано в табл. IX. 2.

На значительной части земель построенная ранее осушительная сеть не обеспечивает нормальных условий для сельскохозяйственного производства. Эта часть должна быть осушена повторно с заменой открытой осушительной сети, несовершенной и затрудняющей механизацию полевых работ, на закрытый дренаж, с расчисткой подпертых водоприемников и применением в необходимых случаях системы двойного регулирования и т. п. Таких земель числится в колхозах и совхозах не менее 4 млн. *га*, в том числе более 1,6 млн. *га* в РСФСР, и несколько менее половины земель с осушительной сетью в Украинской, Белорусской, Литовской и Латвийской ССР.

Значительный удельный вес в сельском хозяйстве в зоне осушительных мелиораций имеет животноводство. Между тем заболоченность ценных естественных сенокосных угодий достигает, например, в районах северо-запада РСФСР 24%, в Московской области 29%, в Белорусской ССР 48%.

Темпы осушительных мелиораций и культурно-технических работ до последнего времени были недостаточны, а качество их во многих случаях низкое. Подъем сельского хозяйства, повышение уровня его интенсивности и продуктивности в нечерноземной зоне практически невозможны без проведения этих мероприятий в широких масштабах. Значение этого вида мелиораций повышается тем в большей степени, что основные районы, требующие осушения, относятся к числу наиболее населенных и недостаточно обеспеченных пахотными землями и сельскохозяйственными угодьями. Зона избыточного увлажнения по своим природно-климатическим условиям создает возможности для получения устойчивых и достаточно высоких урожаев зерновых культур и может занять видное место в решении задачи получения гарантированных сборов зерна. Основные районы осушительных мелиораций показаны схематически на карте (см. рис. IX. 1).

Решениями майского Пленума ЦК КПСС намечена широкая программа развития осушительных мероприятий с реконструкцией существующих и созданием новых систем на площади 6 млн. *га* в текущем и 9—10 млн. *га* в следующем пятилетии. Из них 6,5 млн. *га* намечено в РСФСР, 3,5 в Прибалтике, 4 в Белоруссии и 2 на Украине, с осушением Полесской и Мещерской низменностей. Осушительные работы должны вестись на высоком техническом уровне с широким применением закрытого дренажа в комплексе с культурнотехническими улучшениями и хозяйственным освоением осушаемых земель.

Поскольку речная сеть служит естественным дренажем окружающей территории, то возведение на реках подпорных сооружений входит в противоречие с интересами земельных мелиораций и должно сопровож-

Таблица IX.2

Республика	Земли с осушительной сетью, тыс. *га*			Земли с осушительной сетью в совхозах и колхозах, тыс. *га*		
	по всем категориям землепользователей	в том числе в совхозах и колхозах		использованные в сельскохозяйственном производстве	занятые лесами, кустарниками, каналами, дорогами и др.	не использованные по разным причинам
		всего	в том числе площадь закрытого дренажа			
РСФСР	3310	2816	639	2177	512	127
Украинская . . .	1373	1278	128	1079	180	19
Белорусская . . .	1405	1291	161	1025	202	63
Грузинская . . .	122	116	—	75	36	5
Литовская	1213	1046	499	915	88	43
Молдавская . . .	62	58	—	49	6	4
Латвийская . . .	2163	1734	451	1435	222	77
Эстонская	923	534	145	395	89	50
Итого . . .	10571	8873	2023	7150	1335	387

даться специальными мероприятиями по предотвращению неблагоприятных последствий. С этим приходится считаться при гидроэнергетическом использовании таких рек, как Западная Двина, Неман и др. Заболоченность земель осложняет использование р. Припяти и Западного Буга в качестве глубоководного воднотранспортного соединения.

ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Коренное улучшение судоходных условий на реках достигается, как известно, двумя основными способами — шлюзованием, когда река на шлюзованном участке превращается в цепь подпертых бьефов, и попусками на неподпертые участки рек из лежащих выше водохранилищ; землечерпание и выправительные работы сочетаются обычно как с одними, так и с другими воднотранспортными мероприятиями или применяются самостоятельно.

Основной вид воднотранспортной реконструкции рек — шлюзование — сопутствует, как правило, использованию водных ресурсов равнинных рек, выступая в качестве самостоятельного мероприятия лишь на тех реках и на тех их участках, использование которых для гидроэнергетики, ирригации, водоснабжения и т. п. нецелесообразно.

Транспортная роль водохранилищ, создаваемых на судоходных реках и имеющих основное назначение — регулировать сток в интересах энергетики, сводится в основном к обеспечению глубин, увеличенных за счет подпора по сравнению с естественным состоянием реки. Бьефы водохранилищ, созданные плотинами повышенного напора, необходимыми для перекрытия не только русел, но и всей долины реки и создания достаточной регулирующей емкости, имеют большое протяжение, достигающее на таких реках, как Волга, Днепр, многих сотен километров. На этом протяжении увеличиваются гарантированные глубины, спрямляются трассы судового хода, уменьшается скорость течения, становятся судоходными ранее несудоходные притоки, увеличиваются радиусы закруглений и ширина судового хода. Вместе с тем появление в составе шлюзованной системы больших озеровидных бьефов приводит к необходимости приспособить флот к условиям озерного плавания и вызывает в отдельных случаях некоторое (впрочем, незначительное) уменьшение длительности навигации, как за счет более раннего замерзания и более позднего освобождения водохранилищ от льда, так и за счет простоя флота в период штормов.

Регулирование стока в интересах судоходства водохранилища выполняют в том случае, когда ниже имеются нешлюзованные участки с недостаточными глубинами, для увеличения которых служат специальные сбросы воды из водохранилищ (так называемые судоходные попуски), сочетаемые, как правило, с дноуглубительными работами. Водохранилища, имеющие такие попуски единственным назначением,— редкое исключение. Примером может служить отмеченный выше Верхне-Волжский бейшлот, построенный еще в первой половине прошлого столетия для поддержания увеличенных глубин судового хода на Верхней Волге. Такой способ увеличения глубин довольно расточителен и находит применение в большинстве случаев как временная мера — впредь до шлюзования свободных участков рек. В сочетании с другими отраслями водного хозяйства, преимущественно с гидроэнергетикой, судоходные попуски из водохранилищ входят в задачу ряда крупных систем регулирования стока. Таковы: Рыбинское водохранилище, позволившее увеличить гарантированные судоходные глубины Волги на участке Рыбинск — Горький со 160 до 260 *см*, что коренным образом улучшило условия волжского судоходства (в настоящее время этот участок перекрыт плотиной Горьковского гидроузла; свободным впредь до постройки Чебоксарской гидроэлектростанции остается участок Волги между Горьковской плотиной и Куйбышевским водохранилищем); Куйбышевское и другие водохранилища на Волге и Каме и др. Очень эффективна, в частности, водотранспортная роль Цымлянского водохранилища на Дону. Это водохранилище с площадью зеркала 2700 $км^2$ и объемом 24 $км^3$, наряду с обеспечением орошения земель Волгоградской и Ростовской областей и энергетики, путем попусков воды в период навигации преобразовало р. Нижний Дон в магистраль, входящую при посредстве Волго-Донского соединения в разветвленную сеть глубоководных речных путей Европейской части СССР. Глубины на перекатах, не достигавшие в естественных условиях на Нижнем Дону 1 *м*, в настоящее время увеличены до 3,25 *м*. Это — один из наиболее интересных примеров решения водохранилищами водно-транспортных проблем.

Входя в качестве наиболее постоянного и основного компонента, сопутствующего гидроэнергетике, в водохозяйственные комплексы всех крупных равнинных рек Европейской части СССР и Сибири, что способствует повышению их экономической эффективности, водный транспорт выступает в то же время как водопользователь, потребляющий воду на шлюзование судов, и как фактор, вносящий ограничения в режим работы водохранилищ и гидроэлектростанций.

Расходы воды на шлюзование судов невелики и для сколько-нибудь крупных рек составляют лишь незначительную величину в водохозяйственном балансе верхнего бьефа. Так, объем воды, ежегодно расходуемой на шлюзование из Куйбышевского водохранилища на Волге, составляет в условиях законченной реконструкции Волги и полного проектного грузооборота около 1 $км^3$ (0,4% водных ресурсов Волги в створе Волжской ГЭС имени В. И. Ленина). Объем воды, ежегодно расходуемой на шлюзование Цимлянским водохранилищем на Дону, выражается величиной примерно 0,2 $км^3$, т. е. составляет примерно 1% водных ресурсов водохранилища. При этом нужно иметь в виду, что суммарные, безвозвратные потери для гидроэнергетики, потери воды на шлюзование по всем гидроузлам Волжского, Донского или иных каскадов не превысят этих величин; расходуемая на шлюзование вода переходит из верхнего водохранилища в расположенные ниже и теряется только после самого нижнего в каскаде гидроузла.

Ограничения, вносимые требованиями водного транспорта в режим работы гидроэлектростанций, относятся как к верхнему, так и к нижнему бьефам.

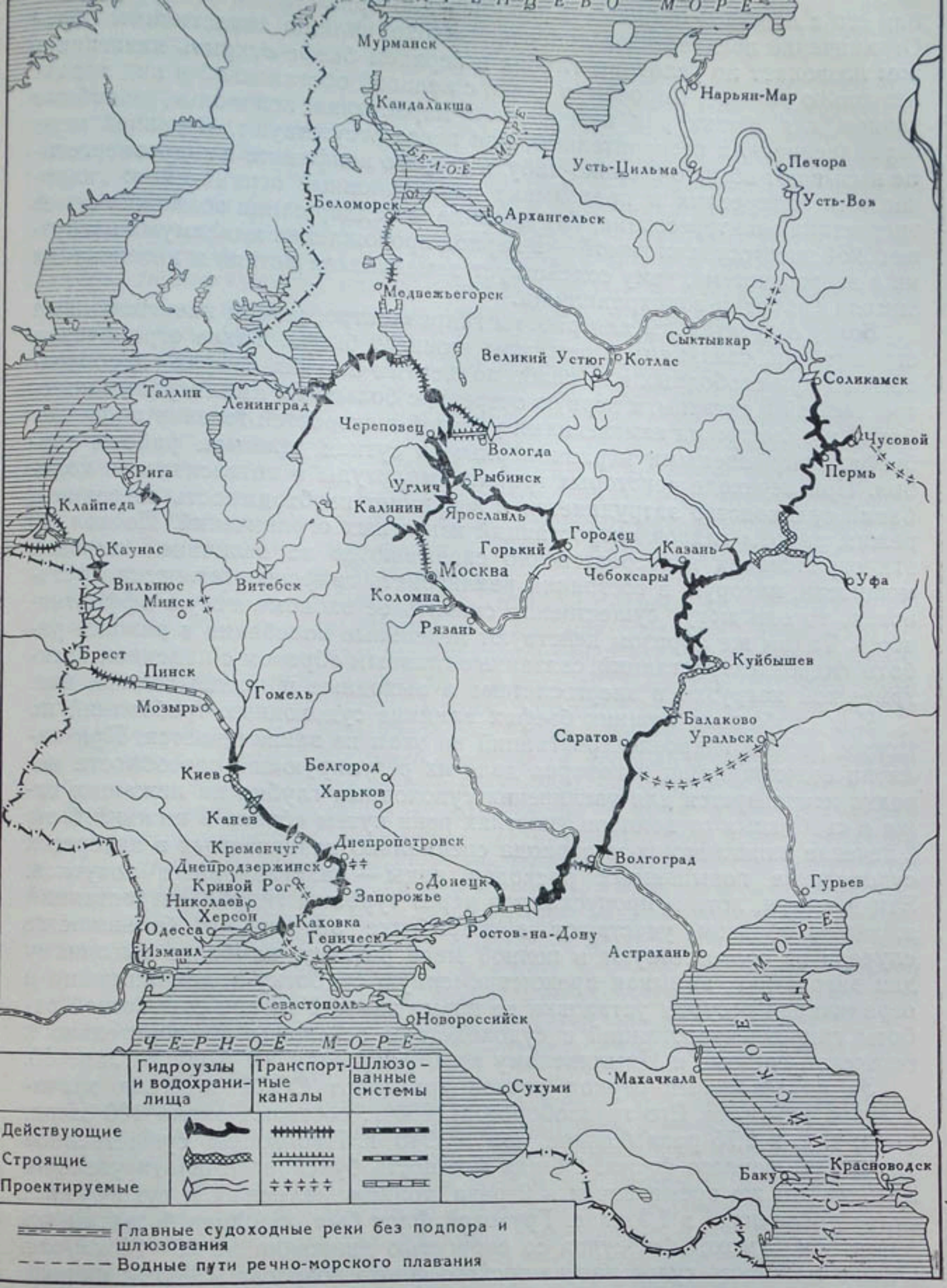


Рис. IX.3. Схема единой глубоководной системы Европейской части СССР

Ограничение предзимней сработки водохранилища имеет в виду поддержание в конце навигации перед наступлением зимы заданных глубин на подходах к шлюзам и на их королях. Для сохранения требуемых судоходных глубин в зонах выклинивания подпора, в районах сопряже-

ния его с лежащей выше ступенью нормального подпора. Ограничение предвесенней сработки водохранилища аналогичным образом позволяет по условиям глубин в верхнем бьефе открыть навигацию несколько раньше. Впрочем, в связи с ледовой обстановкой и при характерном для наших рек интенсивном нарастании половодья, подобные ограничения или незначительны, или вовсе отсутствуют. В равной мере не вызывают обычно сколько-нибудь острого конфликта с гидроэнергетическими интересами и предзимние навигационные ограничения: гидроэнергетика заинтересована, как правило, в поддержании возможно более высокой энергоотдачи зимой — в период прохождения максимума нагрузки в энергосистеме, чему содействует замедленная летняя и интенсивная зимняя сработки водохранилища.

Более ощутительны для работы гидроэлектростанций навигационные ограничения, связанные с режимом нижнего бьефа. Такие ограничения обычны при свободных или слабо подпертых нижних бьефах гидроэлектростанций и связаны, в первую очередь, с большими амплитудами колебаний и с быстрыми изменениями уровней и скоростей течения в нижних бьефах, вызываемыми неравномерным в сутках режимом работы турбин. При переходе некоторых границ амплитуды и интенсивности колебаний судоходство затрудняется и возникает необходимость внесения в режим работы гидроэлектростанций известных ограничений. Поскольку эти ограничения непосредственно сказываются на величине пиковой мощности, которую в состоянии реализовать гидроэнергетическая установка, то они могут существенно снизить ее экономическую эффективность. Таким же образом действуют недельные колебания в режиме работы гидроэлектростанций, связанные главным образом с падением электрической нагрузки в энергосистеме в выходные и предвыходные дни.

При свободных нижних бьефах влияние судоходных требований на режим работы гидроэлектростанций на этом не заканчивается. При наличии водохранилищ некоторая доля их регулирующей способности нередко используется для увеличения судоходных глубин на лежащих ниже и свободных от подпора участках реки путем сброса в нижний бьеф в течение навигационного периода специально назначаемых в интересах судоходства повышенных расходов воды — навигационных попусков. Эти расходы, хотя и пропускаются через турбины гидроэлектростанций и, таким образом, участвуют в выработке энергии, в большинстве случаев не соответствуют в полной мере режиму, наиболее выгодному для энергетики, вызывая преждевременную сработку водохранилища и ограничивая ресурсы установки во время зимы. Условия совместной работы гидроэлектростанций с судоходством освещены применительно к волжской системе и Цимлянскому водохранилищу на Дону в главе 10.

За послевоенный период речной транспорт СССР получил значительное развитие. Его грузооборот в 1960 г. составил около 100 млрд. *т·км*, т. е. в 2,75 раза больше, чем в 1940 г. Произошло существенное улучшение речного флота. Общая мощность буксирного флота увеличилась за это же время почти в 2 раза, тоннаж наливных и сухогрузных судов увеличился в 1,3 раза. Грузовой флот был пополнен большим количеством самоходных судов со скоростью движения до 20—22 *км/час*. Общая мощность судов пассажирского флота возросла на 65%; широко внедряются пассажирские суда на подводных крыльях, имеющие скорость движения 60—80 *км/час*.

Расширилась сеть внутренних водных путей и улучшились их судоходные условия. Был построен Волго-Донской судоходный канал имени В. И. Ленина; полностью реконструирован Волго-Балтийский водный путь. Сооружение комплексных гидроузлов наряду с развитием дноуглубительных работ позволило значительно увеличить гарантируемые глубины на Волге, Каме, Дону, Свири, Днепре и других реках и создали

части СССР в единую глубоководную систему, допускающую эксплуатацию экономичных крупнотоннажных судов.

Однако темпы развития и технического перевооружения речного транспорта все еще отстают от других видов транспорта. Незавершенность программы комплексного и чисто транспортного гидротехнического строительства приводит к неполному использованию пропускной способности уже построенных судоходных путей и ограничивает возможность эксплуатации крупнотоннажных судов, в том числе на таких важных магистралях, как Волга, Кама, Днепр. Анализ показывает, что при осуществлении ряда мер, направленных к устранению или смягчению недостатков, экономичность водных перевозок может значительно возрасти.

К наиболее важным мероприятиям, необходимым для решения указанных задач, относится завершение работ по объединению основных бассейнов Европейской части СССР в единую глубоководную систему с однотипной гарантированной глубиной рек и соединительных межбассейновых каналов, допускающей плавание судов с осадкой до 3,5 *м* — грузовых теплоходов грузоподъемностью 5000 *т*, толкаемых составов грузоподъемностью 7500 и 10 000 *т* и других. В состав основных работ, завершающих создание единой глубоководной системы внутренних водных путей Европейской части СССР, входят окончание строительства каскадов комплексных гидроузлов на Волге, Каме и Днепре и сооружение лестницы шлюзов на Нижнем Дону.

К числу проблем, требующих дальнейшей разработки и технико-экономического обоснования, относятся такие, как создание Камско-Печорского водного пути в результате транспортного использования водораздельных водохранилища и канала, предназначенных для регулирования Печорского стока и переброски его на Волжский склон; создание глубоководного соединения Кривой Рог — Днепр; транспортная реконструкция Припяти и Днепро-Бугского соединения, которая должна сочетаться с осушением заболоченных земель Полесской низменности и другие.

Предварительные технико-экономические расчеты дают основание благоприятно оценивать вероятные перспективы дальнейшего перехода на магистральных водных путях Волго-Камского бассейна на транзитные глубины, обеспечивающие плавание судов с осадкой 4,0 *м*. Это будет возможно после завершения Волжско-Камского каскада гидроузлов, сооружения третьих ниток шлюзов на некоторых из них, а также после осуществления других дополнительных работ, в частности, дноуглубления в зонах выклинивания подпора. Увеличение транзитных глубин даст возможность эксплуатировать суда еще большей грузоподъемности (до 6—7 тыс. *т*) и снизить транспортные издержки. Этот вопрос требует специальной глубокой разработки.

Условия Сибири и Дальнего Востока, где расширение существующих и освоение новых промышленных районов будут происходить при слаборазвитых путях сообщения, далеко недостаточных для преодоления громадных, характерных для Сибири, расстояний, придают речному транспорту особое значение. Развитие и улучшение внутренних водных путей этого района будет идти так же, как в Европейской части СССР — в основном путем строительства крупных подпорных сооружений с гидроэнергетикой в качестве ведущего компонента и водным транспортом в качестве основного участника водохозяйственного комплекса.

На рис. IX. 3 и IX. 2 показана сеть внутренних водных путей СССР в перспективе их развития в течение примерно двух ближайших десятилетий.

Комплексное гидротехническое строительство в сочетании с относительно небольшими работами по гидростроительству чисто транспортного значения, а также с дальнейшим развитием путевых работ — зем-

лечерпания, выправления, судоходной [illegible] ведет не только к увеличению общего протяжения водных путей, но и к существенным изменениям состава сети и судоходных условий. При общем увеличении эксплуатируемых путей со 137,9 тыс. *км* в 1960 г. до 160 тыс. *км* примерно через 20 лет, протяжение искусственных водных путей, на которых сосредоточена основная часть грузооборота — 65—70% от его общего количества — возрастает с 13,4 до 35—36 тыс. *км*, или почти втрое, а их удельных вес увеличится с 9,7 до 22%.

Расчеты показывают, что грузооборот речного транспорта может составить в перспективе 350—450 млрд. *т·км* против 99,6 млрд. *т·км* в 1960 г. и 124,5 *т·км* в 1964 г., а объем перевозок возрасти до 650—700 млн. *т* соответственно против 210 и 252 млн. *т*.

В связи с намечаемыми более высокими темпами развития народного хозяйства Сибири и Дальнего Востока будет происходить дальнейшее увеличение удельного веса восточных бассейнов, доля которых в общем грузообороте речных путей РСФСР увеличится с 15% в 1960 г. до 30% в перспективе ближайших 20 лет, т. е. удвоится.

Особую, своеобразную отрасль водного транспорта представляют перевозки и сплав леса. Плотины и подпертые бьефы изменяют условия лесосплава; создание крупных водохранилищ в лесных районах вызывает необходимость в специальных, иногда очень сложных мероприятиях по заблаговременной заготовке делового леса в пределах зоны предстоящих затоплений, во избежание крупных народнохозяйственных ущербов.

Площадь СССР, покрытая лесом, равна 7 млн. $км^2$, общий запас древесины равен 75 млрд. $м^3$ (почти все — на территории РСФСР).

Несмотря на то, что 75% лесозаготовок размещено в настоящее время в Европейской части СССР, они все же значительно удалены от основных пунктов потребления и центров лесопильно-деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности. Это вызывает большую дальность перевозок круглого леса по железным дорогам и водным путям. Так, например, средняя дальность железнодорожных перевозок лесных грузов составляет около 1300 *км*, а водных — более 600 *км*. По отдельным речным бассейнам предельная дальность водного транспорта круглого леса составляет: в бассейне р. Волги — до 4700 *км*, р. Енисей — до 2000 *км*, р. Северной Двины — свыше 1000 *км*.

Основная черта перспективного развития лесозаготовок — перенос центра тяжести их на восток, в районы Сибири, особенно в Восточную Сибирь и на Дальний Восток, где предполагается сосредоточить примерно половину всех лесозаготовок СССР. В Европейской части Союза имеется в виду сохранить в качестве крупнейших лесозаготовительных и лесосплавных районов Северный и Уральский; объем работ в этих районах намечается оставить почти без изменений; соответственно основные объемы лесосплава будут сосредоточены в Северо-Двинском и Камском бассейнах.

Вместе с лесозаготовками в богатые лесом районы Сибири и Дальнего Востока должно переместиться развитие лесной и целлюлозно-бумажной промышленности со строительством в непосредственной близости от сырьевых баз крупных лесопромышленных комплексов для переработки всех видов древесного сырья и отходов древесины, поступающих из леспромхозов. Такие комплексы создаются и намечаются в районе Братской и Богучанской гидроэлектростанций на р. Ангаре, на р. Енисее, ниже устья р. Ангары и в других районах Сибири. Существенным фактором в развитии лесной промышленности является быстрый рост лесохимии.

Характерная особенность развития лесной промышленности — тесная связь с использованием водных ресурсов в лесоизбыточных районах страны. Эти районы — Сибирь и Дальний Восток, как раз те, в которых

ольшие масштабы строительство гидроэлектростанций. Создание водо-
ранилищ, необходимых для регулирования стока таких рек, как Ангара,
нисей, Обь, Лена, Амур, и вызываемые ими затопления обширных лес-
ых территорий предопределяют, что в районах предстоящих затоплений
есосводка должна быть первоочередной. Масштабы такой обяза-
ельной лесосводки настолько значительны, что в ряде случаев объем
ревесины, подлежащей реализации на площади будущей акватории,
удет иметь значительный удельный вес в общем плане лесозаго-
овок.

До настоящего времени подготовка чаш водохранилищ, включая ле-
осводку и лесоочистку, была одним из слабых мест при осуществлении
идротехнического строительства. Слишком позднее начало этих работ,
атруднения с транспортом и неподготовленность промышленной базы
ля переработки древесины на участке — все это приводило к тому не-
ерпимому положению, что лесозаготовки в чашах водохранилищ подчас
е только не приносили дохода, но оказывались убыточными и требовали
отации, а значительная часть древесины не использовалась.

Учитывая уроки прошлого, необходимо заблаговременно начинать
аботы по лесосводке в зонах предстоящего затопления, заблаговремен-
о строить в районах сооружения гидроэлектростанций лесопромышлен-
ые комплексы, рассчитанные не только на переработку древесины,
ырубаемой в зоне затопления подготавливаемых водохранилищ, но и на
лительную эксплуатацию лесных массивов, тяготеющих к создаваемым
одохранилищам. В равной мере это относится к подъездным путям
преобладанием подачи леса по водохранилищу), постоянным посел-
ам и пр.

В таком порядке должно решаться развитие лесной промышленности
лесосплава в районах Усть-Илимской, Богучанской, Енисейской и ряда
ругих гидроэлектростанций.

При положительном решении вопроса о переброске стока северных
ек в Волжский бассейн интенсивное развитие получат промышленность
лесосплав в районе намечаемого Камско-Печорского соединения;
зоне транспортного тяготения к нему сосредоточены леса с запасом
около 1 млрд. $м^3$. Значительная часть заготавливаемой древесины будет
анспортироваться в судах по Камско-Печорскому соединению и далее
о системе внутренних водных путей южным потребителям. По этому
ути будет транспортироваться, в частности, круглый лес для шахт Дон-
асса и горнорудной промышленности Закавказья. По протяженности,
авной почти 5 тыс. *км*, это будет самая длинная в мире водная трасса,
спользуемая для массовых перевозок лесных грузов.

В настоящее время для лесосплава в СССР эксплуатируется 142 тыс.
рек и озер, в том числе в РСФСР — 125 тыс. *км*.

По мере индустриализации лесозаготовительной промышленности и
ста механизированной вывозки леса с большей дальностью перевозок
сосплав по мелкой речной сети становится все менее выгодным и ма-
ые реки постепенно выбывают из эксплуатации. Такая тенденция в
рспективе сохранится и можно полагать, что даже усилится. В связи
этим предполагается, что к 1980 г. эксплуатационное протяжение лесо-
лавных рек увеличится незначительно.

В зависимости от ряда условий (состояния сплавного пути, техноло-
и работ на приречных складах и рейдах отправления, объема и даль-
сти сплава, порядка приема леса в пунктах приплава) сплав леса осу-
ествляется четырьмя основными видами — молевым сплавом, сплоточ-
ыми единицами, плотами и в судах.

Динамика развития лесосплава по основным его видам (по прибы-
ю) представлена в табл. IX-3.

отдельных бревен, россыпью). Существенные недостатки молевого сплава — большие потери леса, загрязнение и захламление рек. Так, в 1960 г. было потеряно леса 3 млн. $м^3$, из которых значительная часть утонула. В современных условиях подъем затонувшего леса составляет только около 20% всех потерь леса при сплаве. Борьба с этим видом потерь приобретает особую остроту в связи с перемещением лесозаготовок в восточные районы, где преобладают имеющие большой объемный вес не поддающиеся сплаву лиственничные насаждения, запас которых составляет 32% всего запаса лесов СССР.

Таблица IX.3

Год	Всего		В том числе					
			молевой сплав и сплав кошелями		в плотах		в судах	
	млн. $м^3$	%	млн. $м^3$	%	млн. $м^3$	%	млн. $м^3$	%
1940	53	100	22	41	28	54	3	5
1958	105	100	38	36	57	54	10	10
В перспективе по РСФСР (по предварительным данным):								
	200,0		20,0	10,0	130,0	65,0	50,0	25,0

Учитывая крайне вредное влияние молевого сплава на состояние рек, необходимо стремиться к его резкому снижению в наиболее короткие сроки.

Современное эксплуатационное состояние сплавных путей неудовлетворительно.

В дальнейшем намечается коренное его улучшение, а в перспективе сплав должен проводиться только по устроенным рекам. Предусматривается также широкая организация работ по подъему затонувшего леса на акваториях запаней, рейдов и первичных рек, восстановление нормальных санитарных и рыбохозяйственных условий и улучшение сплавной трассы.

РЫБНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Рыбное хозяйство внутренних водоемов СССР и тех внешних водоемов, рыбные запасы которых связаны по условиям воспроизводства с бассейнами рек, рассматривается здесь главным образом в свете того влияния, которое оказывает на эту отрасль народного хозяйства гидротехническое строительство, и, с другой стороны, того влияния, которое оказывает само рыбное хозяйство на мероприятия по использованию водных ресурсов.

Рыбное хозяйство внутренних водоемов обеспечивает страну наиболее ценными промысловыми видами рыб (осетровые, лососевые, крупный частик и др.). Внутренние моря, реки, озера, водохранилища и прудовое рыбоводство дают ежегодно около 6 млн. *ц* высококачественной рыбы.

Современные запасы ценных видов рыб на большинстве внутренних водоемов снижены по сравнению с довоенным периодом. Так, к 1951—1955 гг. (т. е. еще до перекрытия русла Волги плотиной Волжской ГЭС имени В. И. Ленина) уловы всех рыб в Северном Каспии уменьшились до 2,5 млн. *ц* против 4 млн. *ц* в 1931—1935 гг. В Азовском море вылов ценных видов рыб сократился еще более резко. Снижение уловов произошло и в большинстве других внутренних рыбопромысловых районов.

В послевоенный период рыбный промысел развивался в основном за счет расширения рыболовства в открытых морях и океанах.

Изменения в уловах ценных промысловых видов рыб произошли как под влиянием природных факторов, так и в результате вмешательства человека.

На состоянии рыбного хозяйства Каспия сказалось исключительно затянувшееся маловодье (1933—1940 гг.), обусловившее падение уровня Каспийского моря на 2 *м*. Обсохли мелководные участки дельты Волги и Северного Каспия, сократились площади нагула и размножения для ценных промысловых видов полупроходных рыб. Маловодье и зарегулирование стока Дона неблагоприятно отразились на воспроизводстве ряда видов рыб в Азовском море.

Пагубно сказывается на развитии рыбного хозяйства загрязнение рек неочищенными водами промышленных предприятий, нефтью и продуктами лесосплава. Ежегодный ущерб рыбному хозяйству страны, наносимый сбросом в водоемы неочищенных сточных вод, исчисляется в сотнях миллионов рублей. В довоенные годы основной ущерб рыбным запасам на реках наносился промышленными предприятиями Центральных районов, Донбасса и Урала. Сейчас загрязнение распространилось на многие водоемы Заполярья, Западной и Восточной Сибири, Сахалина. О размере ущерба, наносимого загрязнением в северных районах, можно судить по следующему примеру: в 1935 г. в дельте р. Северной Двины до постройки деревообрабатывающих и целлюлозных комбинатов было выловлено 14,5 тыс. *ц* рыбы, в том числе 1,2 тыс. *ц* семги. В 1960 г. после постройки указанных предприятий здесь было выловлено всего 3,6 тыс. *ц* рыбы, в том числе семги менее 200 *ц*.

Большие ущербы рыбному хозяйству наносит лесосплав, в особенности молевой; на используемых для рыболовства реках ежегодно тонут сотни тысяч кубических метров древесины. Подходы лососей и сигов к местам размножения преграждаются лесосплавными плотинами, запанями; нерестилища захламляются топляками.

В последнее время усилилось загрязнение неочищенными промышленными стоками рыбохозяйственных водоемов Сибири. Такая крупная водная артерия, как Енисей и его притоки, сейчас уже не обеспечивает самоочистку на участках у городов Красноярска, Канска и других, а р. Томь — приток р. Оби, ранее известная своими нерестилищами наиболее ценных осетровых и сиговых рыб (нельмы, муксуна и др.), потеряла свое рыбохозяйственное значение. На Урале все реки и часть озер в зоне водопользования промышленных предприятий находятся в таком же положении.

Бассейн Волги ежесуточно принимает большое количество неочищенных промышленных стоков, содержащих отходы предприятий нефтеперерабатывающей, химической, целлюлозно-бумажной, металлообрабатывающей и других отраслей промышленности. В р. Каму на территории Пермской области сбрасывается ежесуточно значительное количество неочищенных сточных вод; в связи с этим река на протяжении 1000 *км* потеряла рыбопромысловое значение.

В последние годы загрязнение неочищенными стоками стало сказываться и в низовьях Волги.

Прекращение загрязнения вод — главное, непременное условие развития рыбного хозяйства. Любые мероприятия, направленные на его восстановление и развитие, не дадут должного эффекта без ликвидации сброса в рыбохозяйственные водоемы неочищенных промышленных и бытовых стоков.

Существенно сказалось на уловах рыбы нерациональное ведение рыбного хозяйства. Чрезмерный вылов рыбы в военные и первые послевоенные годы способствовал сокращению рыбных запасов во внутренних

водоемах СССР. Примером могут служить факты массового вылова молоди ценных видов рыб в Волго-Каспийском районе и в Азовском море.

Работы по восстановлению рыбного хозяйства внутренних водоемов были начаты после окончания Великой Отечественной войны. Для этого принимались меры по очистке водоемов, по рыбоводным, мелиоративным и акклиматизационным работам и по упорядочению промысла. Усиливались рыбоохранные мероприятия, были введены новые ограничения промыслового лова.

В частности принимаются меры к резкому сокращению объема молевого сплава. Однако необходимо проведение дополнительных мероприятий по повышению рыбных запасов на внутренних водоемах.

Проблемы, встающие перед рыбным хозяйством в связи с гидротехническим строительством, принадлежат к числу наиболее сложных и острых в водном хозяйстве; по существу все, за малым исключением, крупные водохозяйственные мероприятия, связанные с реконструкцией речных систем в интересах народного хозяйства в целом и отдельных его отраслей — энергетики, водного транспорта, орошения земель, водообеспечения населения и промышленности,— входят в противоречие с исторически сложившимися условиями рыбного промысла, приспособленного к естественному режиму рек и основанному на стихийных процессах рыбного воспроизводства.

Плотины, перегораживающие русла рек, прекращают доступ производителей на нерестилища и нарушают естественное воспроизводство проходных рыб. В зоне подпора частично уничтожаются места размножения, что ухудшает условия воспроизводства ценных видов рыбы; в частности, на реках Волге, Куре, Дону и Днепре плотинами ГЭС полностью или частично отрезаны места размножения осетровых, лосося, белорыбицы и других рыб.

Регулирование речного стока оказывает влияние на гидрологический режим неподпертых участков, изменяя условия воспроизводства рыбных запасов. Этот фактор отчетливо проявляется в низовьях рек Волги, Дона, Куры и Днепра. Созданные в бассейне Волги водохранилища при эксплуатации их по плану, наиболее желательному для энергетики и водного транспорта, настолько сглаживали бы весенние половодья в низовьях Волги в средние по водности и маловодные годы, что естественные нерестилища в дельте реки не заливались бы. В настоящее время Куйбышевское и Волгоградское водохранилища для обеспечения условий, благоприятствующих размножению полупроходных рыб (леща, судака, сазана и воблы), дают в средние по водности годы попуски воды в нижний бьеф Волгоградского гидроузла в размере 25 тыс. $м^3/сек$ в течение 20 суток в мае и июне. Сброс части этой воды вхолостую, помимо турбин гидроэлектростанций, а также понижение напоров из-за сработки Куйбышевского и Волгоградского водохранилищ приводят к уменьшению выработки энергии гидроэлектростанциями. Понижается и обеспеченность судоходных попусков.

Определенный ущерб рыбному хозяйству наносит (если не принимаются меры) изъятие воды из рек на ирригационные цели. Использование насосных установок без соответствующих рыбозащитных приспособлений, вынос молоди на поля через оросительные каналы, не имеющие рыбозаградительных сооружений, приводят к потерям молоди промысловых рыб. Это неблагоприятно сказывается, в частности, на рыбном хозяйстве в Куринском бассейне, в низовьях Волги, в бассейнах Аму-Дарьи и Сыр-Дарьи и других рек Средней Азии, Северного Кавказа и южной части Украины.

С другой стороны, гидротехническое строительство открывает широкие возможности интенсивного рыбного хозяйства в создаваемых обшир-

ных водохранилищах. Появляются условия для направленного формирования промыслового стада рыб в водоеме. Благодаря тому, что водохранилища располагаются в большинстве вблизи крупных промышленных центров, возникает возможность улучшить снабжение населения рыбой и рыбными продуктами непосредственно из местных ресурсов.

Рыбное хозяйство на крупных водохранилищах развивается все еще медленно. Низкие уловы объясняются тем, что рыбные запасы в большей части водохранилищ находятся еще в стадии формирования и добывается лишь малоценная рыба; сильно отстает создание нерестово-выростных хозяйств и строительство рыбоводных заводов Так, на Куйбышевском, Волгоградском, Новосибирском и Цимлянском водохранилищах до сих пор не закончено строительство нерестово-выростных хозяйств.

Крупные гидротехнические сооружения на больших реках СССР возникли сравнительно недавно. С развитием водохозяйственного строительства все бо́льшие изменения будут вноситься в естественный речной режим и в связанные с этим режимом условия рыбного промысла. Сложившиеся исторические формы рыбного промысла входят во все более обостряющееся противоречие с развитием народного хозяйства и его индустриализацией, с которыми непосредственно связаны мероприятия по использованию водных ресурсов.

Принципиальное направление в развитии рыбного хозяйства на внутренних водоемах должно заключаться в переходе от промысла к организованному хозяйству, учитывающему изменения, вносимые в жизнь водоемов индустриализацией страны и гидротехническим строительством, и основанному на управлении процессами воспроизводства рыбы (в том же направлении действует растущее несоответствие между высокопроизводительными индустриальными средствами лова рыбы и ограниченными возможностями стихийного ее воспроизводства). Это положение должно служить основой для коренной перестройки современного рыбного промысла и разработки мероприятий, обеспечивающих развитие рыбного хозяйства в новых условиях. Такая перестройка сильно запаздывает. Наглядной иллюстрацией может служить обстановка, сложившаяся в настоящее время в Волго-Каспийском бассейне — важнейшем по своему рыболовному значению среди других бассейнов СССР. Мероприятия, предусмотренные в свое время в процессе подготовки к волжскому гидротехническому строительству для сохранения и расширения стада проходных и полупроходных рыб в условиях реконструированной Волги,— мелиорация естественных нерестилищ, обводнение ильменей, строительство рыбоводных заводов и нерестово-выростных хозяйств и другие развертывается еще слабо. Несоответствие между новыми условиями и устаревшими формами рыбного хозяйства приходится, как отмечалось, компенсировать путем внесения в режим волжских водохранилищ не предусмотренных проектом изменений, нарушающих интересы энергетики и водного транспорта и к тому же не удовлетворяющих полностью требований рыбного хозяйства. Согласно данным рыбохозяйственных организаций существенное значение для развития рыбного хозяйства на Волге будет иметь создание вододелителя в ее нижнем течении.

Разработка эксплуатационного режима водохранилищ, правильно учитывающего требования рыбного хозяйства, затрудняется в настоящее время отсутствием четкой формулировки этих требований и их экономического обоснования. Исследование этих вопросов — одна из неотложных задач рыбохозяйственных организаций. Так, в частности, требует согласования между заинтересованными отраслями режим сработки водохранилищ. Понижение уровня воды зимой в некоторых случаях приводит к гибели рыбы, прижимаемой ко дну оседающим льдом. В весенний период сработка водохранилища губительна для отложенной на

мер, на Куйбышевском водохранилище весной 1960 г. В то же время вызвавшие сработку водохранилища попуски производились по требованию рыбного хозяйства для обводнения нерестилищ в низовьях реки.

При дальнейшем развитии народного хозяйства СССР добыча рыбы значительно возрастет. По предварительным данным, примерно через 20 лет добычу рыбы на внутренних водоемах предполагается довести до следующих масштабов (в тыс. *ц*):

	1960 г.	В перспективе
В Каспийском, Азовском и Аральском морях	5300	8000
В озерах и реках	1300	2500
В водохранилищах	200	2000
В прудах	300	13000

Как уже отмечалось, обязательное условие для развития рыбного хозяйства — ликвидация и предотвращение дальнейших загрязнений рыбохозяйственных водоемов неочищенными стоками промышленных предприятий и отказ от молевого сплава и запаней в местах нерестилищ и обитания ценных промысловых рыб.

При разработке водохозяйственных мероприятий, проектировании и эксплуатации гидротехнических сооружений рыбное хозяйство должно рассматриваться как один из основных компонентов водохозяйственного комплекса. В частности, это относится к таким проблемам, как переброска стока северных рек в бассейн Волги и отчленение залива Кара-Богаз-Гол в целях стабилизации и повышения уровня Каспия; переброска части волжского стока в низовья р. Урал для улучшения гидрологического режима восточной части Каспия.

Особого внимания заслуживают проблемы миграции проходных рыб по рекам, прегражденным плотинами. Проблема эта до настоящего времени не решена. Дальнейшие исследования должны решить пока еще неясные вопросы: типы, конструкции и необходимую пропускную способность рыбоподъемников, поведение рыбы в верхнем бьефе плотины после прохождения через рыбоподъемник, условия работы нерестово-выростных хозяйств и др.

Большое значение для рыбных ресурсов в перспективе будет принадлежать водохранилищам и прудовым рыбоводным хозяйствам, позволяющим дать населению ценную живую рыбу. При разработке мероприятий по рыбохозяйственному использованию водохранилищ необходимо руководствоваться тем принципиальным положением, что в них должен быть организован не рыболовный промысел, а рациональное рыбоводное хозяйство. Улучшение качественного состава ихтиофауны водохранилищ, акклиматизация ценных промысловых рыб, организация нерестово-выростных хозяйств, рациональное использование мелководий под товарные рыбные хозяйства позволят, по предположениям рыбохозяйственных организаций, довести добычу рыбы в водохранилищах в перспективе до 2 млн. *ц* в год.

Прудовые хозяйства на малой речной сети доказали свою высокую эффективность. Выход рыбы с 1 *га* площади прудов в целом по СССР вырос со 106 *кг* в 1932 г. до 414 *кг* в 1957 г., а по РСФСР — до 666 *кг* в 1960 г. Отдельные передовые хозяйства в течение ряда лет получают 1500—2000 *кг* рыбы с 1 *га* площади прудов при кормлении рыбы и при удобрении прудов.

НАВОДНЕНИЯ И БОРЬБА С НИМИ

Наводнения на реках СССР разделяются по своему происхождению на несколько типов. Основная причина наводнений — подъем уровня в реках, вызываемый обильным и сосредоточенным притоком воды с водосбора в результате снеготаяния, дождей и ливней или их сочетания. На ряде рек и притоков не только северных, но и южных наводнения возникают от загромождения речных русел льдом или забивки их шугой. К особому типу относятся наводнения, вызываемые ветровым нагоном воды в устья рек. Наводнения этого типа бывают в частности в Ленинграде.

Реки с быстрым течением, водосборы которых сложены легкоразмываемыми почвами и лишены леса, несут во время половодий и паводков большое количество твердых частиц. В нижнем течении, где скорость потока падает, наносы оседают и русла рек постоянно поднимаются над окружающей местностью; реки протекают в естественных (а в некоторых случаях в искусственных) береговых валах, прорыв которых сопровождается затоплением обжитых и культурных земель. В Советском Союзе такие наводнения наблюдаются в нижнем течении Куры, Аму-Дарьи, Кубани и других рек. На большей территории СССР: в Европейской ее части, большей части Сибири и Казахстана наводнения приурочены, как отмечалось в гл. I, к весеннему половодью. Факторы, способствующие высокому подъему воды,— многоснежная зима, дружная весна, дожди во время снеготаяния и увлажненная с осени почва, затрудняющая просачивание воды. Сочетание этих факторов приводит изредка к наводнениям исключительной силы, носящим характер бедствия. Именно таковы были весенние половодья на Волге в 1926 г. и Каме в 1914 г. (как можно было установить по архивным данным и историческим свидетельствам, они были самыми высокими за последние 200—300 лет); половодье на Днепре у г. Лоцманская Каменка в 1931 г.— непревзойденное с начала XVIII в.; на Дону в 1917 г., самое высокое с 1740 г., т. е. за 225 лет; на р. Енисее у г. Красноярска в 1879 г.; совсем недавно — в 1958 г. небывалое половодье наблюдалось на Немане.

Характерные особенности наводнений этого рода — распространение их на обширные территории (так, Волжское половодье 1926 г. было исключительно высоким на всей средней и нижней Волге), определенное положение в календаре, а именно: весной, в период снеготаяния, и относительно медленный подъем волны высоких вод, нарастающей на больших реках в течение декад. Два последних обстоятельства в известной степени облегчают борьбу с наводнениями, позволяя заблаговременно принять соответствующие меры.

Иначе формируются паводки на горных реках Кавказа, Средней Азии, Алтая; выпадение весной теплых дождей в горах резко усиливает здесь таяние ледников, вечных и сезонных снегов. На волну высокого стока талых вод накладываются острые дождевые пики. Наводнения непродолжительны, но характеризуются быстрым подъемом уровней. Таковы, например, наводнения, причинявшие до создания Мингечаурского водохранилища большие потери народному хозяйству Азербайджана в низовьях р. Куры.

Наводнения, вызываемые дождями и ливнями, наблюдаются на Дальнем Востоке (в бассейне Амура), на Камчатке, Сахалине, Черноморском побережье, а также в бассейне Днестра и др. Ливневые паводки превышают по высоте снеговые половодья также на малых реках Европейской территории Союза, достигая особой силы на юге и юго-западе. Наводнения, вызываемые дождями и ливнями, неожиданны, не поддаются заблаговременному прогнозу и отличаются быстрым подъемом уровня. Наводнения этого рода обладают подчас большой разрушитель-

рен в этом отношении бассейн р. Амура. Здесь в теплую часть года во время летнего муссона выпадает 80—90% годового количества осадков, летние дожди обильны и выпадают на больших территориях. В бассейне р. Зеи (левый приток Амура) и на ее притоке — р. Селемдже — особенно сильным за последние 60—80 лет было наводнение 1928 г., продолжавшееся около двух месяцев. Уровни воды поднялись до 9 *м*.

С 1896 г. до настоящего времени в Амурской области, основной по производству сельскохозяйственной продукции на Дальнем Востоке, было зарегистрировано 12 высоких наводнений, погубивших посевы и причинивших большой ущерб. Решающую роль в их формировании во всех случаях играла р. Зея.

Прошедшие в 1958 г. в бассейнах рек Аргуни и Шилки сильные ливни вызвали небывалый подъем уровня воды и катастрофическое наводнение на Верхнем Амуре. В Хабаровском крае высокие наводнения в последние годы наблюдались в 1951, 1953, 1956, 1957, 1959 гг. Катастрофическое наводнение с большими разрушительными последствиями было в 1959 г. По предварительным данным, такой подъем уровня в г. Хабаровске не наблюдался за последние 60 лет. Борьба с наводнениями в бассейне Амура стала жизненной необходимостью для дальнейшего нормального существования населения и развития народного хозяйства Амурской области, Хабаровского и Приморского краев.

При всем разнообразии все описанные наводнения имели одну основную причину — обилие воды, поступающей в реку с водосбора.

К другому типу относятся наводнения, связанные с ледовыми явлениями. Здесь можно выделить две характерные разновидности воздействия льда на уровенный режим рек. Одна из этих разновидностей — подъем уровней воды во время весенних ледоходов вследствие загромождения русла реки льдом (заторы). Такие явления наблюдаются на многих северных реках, вскрытие которых происходит сверху вниз, как, например, на Северной Двине в районе г. Архангельска, на р. Енисее в районе городов Красноярска и Енисейска. При наводнениях этого типа затопленные площади часто загромождаются льдом при значительных динамических воздействиях, сопровождающихся разрушениями объектов народного хозяйства. Подобное наводнение было, в частности, зарегистрировано в низовьях Северной Двины в 1927 г., когда уровень воды вследствие затора льда ниже Архангельска поднялся на 6,8 *м*. Там же в мае 1961 г. наблюдалось сильное наводнение, вызванное заторами, когда уровень поднялся на 4,6 *м*. В Архангельске было затоплено и частично забито льдом более половины территории города. В 1937 г. катастрофическим наводнением на Енисее с подъемом уровня до 16 *м* был почти полностью затоплен г. Енисейск; при этом на отдельных улицах уровень воды превышал 2 *м*.

Другой характер имеют наводнения, возникающие в осенне-зимний период при заполнении русла внутриводным льдом (зажоры) или частичном или полном перемерзании русла. Такие явления наблюдаются преимущественно на порожистых реках и в районах с суровой зимой. На территории СССР наводнения зажорного характера возникают на реках Карельской АССР, на реках Неве и Ангаре и др. На Ангаре, в частности, этот тип наводнений приносит бóльшие бедствия, чем наводнения в период половодья.

Подобные явления наблюдаются, что может показаться неожиданным, и на южных реках, например, на Сыр-Дарье и Аму-Дарье. Благодаря неустойчивой зиме и отсутствию на реках ледяного покрова резкие похолодания воздуха приводят к переохлаждению воды и интенсивному шугообразованию. Иногда подъем уровня благодаря стеснению русла массами шуги происходит настолько интенсивно, что прорываются при-

брежные валы, ограждающие русла рек в нижнем их течении, и вода выливается в долину.

Основной способ борьбы с наводнениями — регулирование высокого стока водохранилищами. Очень часто регулирование высокого стока имеет более узкую экономическую задачу — сократить пропускную способность водосбросных сооружений и удешевить их стоимость. И в том и в другом случае для получения требуемого эффекта необходим специальный режим работы водохранилища.

Режим работы водохранилища, направленный на повышение низких расходов воды, что является основной целью регулирования стока в интересах гидроэнергетики, водоснабжения и орошения земель, не обеспечивает решения задачи по борьбе с наводнениями. При отсутствии достаточно заблаговременного и надежного прогноза времени наступления, объема и высоты волны высокого стока водохранилище стремятся заполнить уже на подъеме волны; такой порядок дает, очевидно, наибольшую уверенность в том, что будет создан запас воды, необходимый для нормальной работы в последующий меженный период. Если речь идет о водохранилище, обслуживающем гидроэлектростанцию, то раннее наполнение водохранилища до нормального подпорного горизонта выгодно еще и потому, что при этом наилучшим образом используется напор и повышается выработка электрической энергии. Пик половодья при таком режиме срезается сравнительно мало или даже совсем не срезается, так как ко времени его прохождения свободная емкость уже отсутствует. Чтобы согласовать требования энергетики и регулирования половодий, в некоторых случаях предусматривается специальный «срезочный» режим замедленного наполнения водохранилищ. Он применяется в годы, когда гидрологическая обстановка дает основание ожидать высокое половодье. Поскольку такие явления сравнительно редки, постольку потери энергии из-за неполного использования напора незначительны.

Подобный порядок наполнения водохранилищ предусматривается, например, правилами работы Волжских гидроэлектростанций имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС. Помимо использования для срезки половодий части рабочей емкости водохранилищ, срабатываемой перед наступлением половодья, в некоторых случаях предусматривается специальная резервная емкость, наполняемая при форсировании уровня верхнего бьефа выше нормального подпора и опорожняемая немедленно после спада высоких вод. Резервная емкость целиком используется для регулирования высокого стока, о чем уже говорилось выше.

Весенние половодья, в особенности на больших реках, длительны и многоводны. Гидрографы их распластаны. Для существенной срезки максимального расхода воды требуется большая емкость. Именно поэтому на Волге, например, оказалось возможным существенно уменьшить максимум высоких половодий только в нижнем бьефе Рыбинского водохранилища. Здесь максимальный расход ежегодной вероятностью превышения 0,1%, оцениваемый в естественных условиях в 13000 $м^3/сек$, снижается при работе водохранилища до 8600 $м^3/сек$. Такой эффект достигается благодаря тому, что для регулирования высокого стока используется очень большая емкость: рабочая емкость Рыбинского водохранилища, участвующая в срезке, составляет 13,4 $км^3$ при среднем годовом стоке реки 36 $км^3$; кроме того, при пропуске высоких половодий предусматривается форсировка верхнего бьефа; за счет этого создается добавочная специально резервная емкость 2,6 $км^3$.

Емкости низовых волжских водохранилищ, хотя и значительные по абсолютным размерам, недостаточно велики по сравнению со стоком реки в обильные водою половодья, чтобы существенно сгладить их пики. Так, максимальный расход воды половодья вероятностью 0,1%

сокращается в нижнем бьефе Волжской гидроэлектростанции имени XXII съезда КПСС с 62900 *м*³/*сек* в естественных условиях до 59 500 *м*³/*сек*.

Условия для трансформации половодий днепровскими водохранилищами более благоприятны. Половодье на Днепре короче, чем на Волге, пики же острее. Поэтому и эффект регулирования высокого стока здесь выше: на Кременчугской гидроэлектростанции, располагающей самым мощным на Днепре водохранилищем, удается срезать пик половодья вероятностью превышения 0,1 % с 30 000 до 23 600 *м*³/*сек*.

Дождевые паводки обычно короче и острее, чем снеговые половодья, поэтому срезать их легче. Однако невозможно предвидеть время прохождения ливневого паводка. Поэтому нельзя обеспечить предпаводочное опорожнение рабочей емкости водохранилища с той же регулярностью, как в отношении предполоводной сработки. Можно подготовить водохранилище к наступлению сезона паводков, например на реках Дальнего Востока, на которых летние паводки наблюдаются ежегодно и образуют летнее половодье; нельзя, однако, предсказать время прохождения отдельных пиков; между тем, именно срезка этих пиков является основной задачей регулирования высокого стока на таких реках.

Сказанное относится к высоким половодьям. Низкие и средние половодья сглаживаются каскадами водохранилищ очень сильно. На нижней Волге, например, сбросы воды, помимо турбин гидроэлектростанций, в маловодные годы могут быть полностью исключены; препятствием к этому служит в настоящее время отставание с реконструкцией рыбного хозяйства в низовьях Волги.

Регулирование стока для борьбы с наводнениями редко выступает как единственная задача. Мероприятия подобного рода, если иметь в виду сколько-нибудь крупные реки, очень дороги, водохранилища, создаваемые исключительно в целях срезки половодных и паводковых пиков, используются нерационально: по существу они выполняют свое назначение только в редких случаях исключительных по высоте половодий и паводков; в остальное время водохранилища стоят пустыми. Поэтому борьба с наводнениями совмещается, как правило, с другими функциями водохранилищ, решающих одновременно задачи энергетики, водоснабжения, орошения земель и других отраслей народного хозяйства. При таком сочетании дополнительную «резервную» емкость, предназначенную специально для борьбы с наводнениями, удается обычно создать со значительно меньшими затратами — путем частичного совмещения «рабочей» и «резервной» емкости, о чем говорится ниже и путем временной, эпизодической форсировки верхнего бьефа сверх постоянно поддерживаемого нормального подпорного уровня.

Примеров подобного решения задачи можно привести довольно много. Так, Истринское водохранилище на р. Истре, Можайское на реке Москве и Рузское водохранилище на р. Рузе, служащие для пополнения меженного стока реки Москва в интересах водоснабжения г. Москвы, одновременно практически полностью защищают город от наводнений; Ириклинское водохранилище, созданное на р. Урал для водоснабжения расположенного ниже промышленного Орско-Халиловского комбината и частично для обслуживания гидроэлектростанции, уменьшило угрозу наводнений в районах городов Орска, Новотроицка и Оренбурга.

Очень интересно уже упоминавшееся Мингечаурское водохранилище, расположенное в Азербайджане при выходе р. Куры на Прикаспийскую низменность, радикально решающее задачу ликвидации разрушительных наводнений в низовьях р. Куры. В естественном состоянии эти наводнения имели нередко характер бедствия. Река Кура прорывала прибрежные валы, возвышающиеся благодаря отлагающимся здесь обильным наносам над окружающей местностью, и затопляла обширные про-

нениями на Куре ниже впадения Аракса.

Своеобразна роль недавно построенного Чардаринского гидроузла в среднем течении Сыр-Дарьи. Образуемое плотиной водохранилище, основная задача которого — прекращение больших разливов реки во время половодий, дает возможность сберечь для орошения и других нужд народного хозяйства в среднем за год до 10 *км*^{3} стока Сыр-Дарьи, бесполезно теряющегося в настоящее время с поверхности разливов.

Начато строительство на Дальнем Востоке в бассейне Амура Зейского водохранилища на левом притоке Амура — р. Зее. Наряду с крупными энергетическим, а также воднотранспортным эффектом Зейские сооружения позволят резко снизить угрозу затопления паводками 300 тыс. *га* сельскохозяйственных земель в пойме реки и создадут условия для ведения устойчивого хозяйства в этом районе, имеющем особое значение для обеспечения сельскохозяйственной продукцией Дальнего Востока, а также приведут к снижению интенсивности и повторяемости наводнений на среднем течении Амура.

К числу других мероприятий по борьбе с наводнениями, нередко в сочетании с использованием водохранилищ, относятся обвалование пойменных участков рек и отдельных промышленных районов, механическое разрушение ледовых заторов и зажоров и т. п. Уменьшению высоты наводнений способствуют также восстановление вырубленных лесов в бассейнах рек.

Особый комплекс мероприятий применяется для предотвращения селей и защиты от них. В этот комплекс входят: облесение и террасирование горных склонов, агромелиоративные мероприятия в районах зарождения селей, строительство в селеугрожаемых районах на водотоках, логах и балках достаточно крупных водо- и селехранилищ, способных принимать селевые потоки.

Своеобразный тип наводнений вызывают на устьевых участках рек ветровые нагоны воды. Примером могут служить, как отмечалось, наводнения в Ленинграде, вызываемые нагоном воды в Невскую Губу из Финского залива в результате изменения барического давления над Финским заливом и Балтийским морем, а также под действием сильных нагонных ветров западных румбов. Они приносят городу и промышленным предприятиям большой материальный ущерб. Последнее крупное наводнение произошло осенью 1959 г. Законченного проекта защиты Ленинграда от наводнений до настоящего времени нет. Все предложенные варианты предусматривают строительство в Финском заливе ограждительных дамб, а некоторые из них, кроме того,— одновременное строительство на Неве, ниже Ивановских порогов, Невской ГЭС.

ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ БАЛАНСЫ

По мере развития народного хозяйства и роста водопотребности различных водопотребителей и водопользователей все чаще приходится считаться с ограниченностью водных ресурсов. Как отмечалось, в напряженном положении с водой оказываются не только отдельные населенные пункты и промышленные узлы, а в ряде случаев обширные территории, охватывающие подчас целые экономические районы и республики. Чем резче проявляется ограниченность водных ресурсов, тем большее значение приобретает разработка перспективных водохозяйственных схем использования отдельных речных бассейнов и районов, позволяющих наиболее правильно распределить водные ресурсы между различными отраслями народного хозяйства, наметить необходимые водохозяйственные мероприятия и учесть водный фактор при размеще-

рые опираются подобные разработки, служит водохозяйственный баланс[1].

Водохозяйственный баланс[2] представляет собой сопоставление для данной территории водных ресурсов с потребностями в воде всех отраслей народного хозяйства при определенном уровне их развития. Баланс определяет водные ресурсы, оценивает возможность удовлетворить ими намечаемое развитие хозяйства и позволяет установить мероприятия, необходимые для обеспечения водой планируемых потребителей.

По своему назначению можно выделить следующие основные виды водохозяйственных балансов:

а) оперативные водохозяйственные балансы; они служат для решения задач, связанных с использованием водных ресурсов на действующих водохозяйственных сооружениях;

б) водохозяйственные балансы, составляемые в процессе проектирования отдельных гидротехнических сооружений, водохранилищ и т. п.; эти балансы являются элементами «технологического раздела» проекта, служащего для оценки народнохозяйственного эффекта намечаемых мероприятий, определения параметров сооружений и режима их работы, необходимых для достижения ожидаемого эффекта;

в) перспективные водохозяйственные балансы речных бассейнов и их частей, экономических районов и других территорий; водохозяйственные балансы этого вида служат основным материалом для планирования водохозяйственных мероприятий, решения планово-экономических задач, связанных с учетом влияния, оказываемого водным фактором на размещение и развитие производительных сил и т. п. В частности, опираясь на водохозяйственные балансы, выдвигают и обосновывают мероприятия по регулированию стока водохранилищами, по переброске стока из одного района в другой, по размещению водоемких производств и др. В настоящем изложении имеется в виду преимущественно именно этот, наиболее широкий аспект водохозяйственных балансов.

Составление водохозяйственных балансов разделяется на три основных элемента:

а) оценку водных ресурсов,

б) установление требований водопотребителей и водопользователей,

в) установление количеств воды (и других элементов режима), которые могут быть предоставлены потребителям в соответствии с их нуждами — при намечаемом составе водохозяйственных мероприятий, регулирующих сток водохранилищ, переброске воды из отдаленных источников и т. д.

Методы оценки водных ресурсов, ожидаемых на протяжении предстоящего периода, охватываемого планированием, и формы учета ресурсов в водохозяйственном балансе отражают два основных свойства: непостоянство водных ресурсов во времени и стохастический характер их колебаний. Первое предопределяет составление балансов применительно к различным состояниям ресурсов; стохастический характер колебаний стока приводит к необходимости устанавливать соотношения между потребностью в воде и ее ресурсами применительно ко всем практически возможным вариантам водности, в особенности же для условий критического маловодья, к которому приурочено наиболее напряженное состояние баланса.

---

[1] Подробнее см. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель [13].

[2] Термин «водохозяйственный баланс» вводится для того, чтобы отличить это понятие от «водного баланса», отражающего распределение и пути перемещения влаги по земной поверхности применительно к речным бассейнам,— баланса атмосферных осадков, испарения, поверхностного и подземного стока.

ки рек, в пределах которых намечается сооружение нескольких водохозяйственных установок — систем и каскадов водохранилищ.

Наиболее удобной формой описания проектного режима стока служит в подобных сложных условиях гидрологический ряд, рассматриваемый в качестве некоторого прототипа предстоящего режима.

Основной вид водных ресурсов — речной сток. Сток подземных вод, т. е. ежегодно возобновляемые их ресурсы, рано или поздно, более или менее сложными путями выходит на земную поверхность. Поэтому введение подземных вод в качестве самостоятельного слагаемого в водохозяйственный баланс крупных районов — целые речные бассейны и т. п.— может привести к преувеличению водных ресурсов. Подземные воды приобретают значение дополнительных ресурсов (сверх вод, которые регистрируются гидрометрическими станциями на речной сети) в верховьях бассейнов, где они не успевают выклиниваться в речные русла.

Выделение подземных вод в особую, ценную категорию ресурсов диктуется специфическими их свойствами — высоким в большинстве случаев качеством и постоянством режима. Благодаря этим свойствам подземные воды служат, как известно, лучшим источником для питьевого водоснабжения. Особое значение подземные воды имеют в засушливых районах (в частности, в среднеазиатских республиках СССР и в Казахстане), где они нередко служат единственным современным и перспективным источником водоснабжения и важным фактором в обводнении пастбищ.

При оценке баланса должны приниматься во внимание изменения, вносимые в него хозяйственной деятельностью человека.

Отдельные отрасли народного хозяйства предъявляют различные требования на использование водных ресурсов, находятся в неодинаковом положении по отношению к водохозяйственному балансу и оказывают различное влияние на качество поверхностных и подземных вод. По этим признакам отрасли народного хозяйства, связанные с водными ресурсами, можно с известной условностью разделить на три основные категории.

В одну из них можно выделить коммунальное хозяйство, промышленность, орошение и обводнение земель. Эта группа находится в наиболее сложном взаимоотношении с водными ресурсами. Первый ее признак — безвозвратное изъятие воды из источника, потребление ее как вещества, не имеющего заменителя. Другой признак — возврат части воды, изъятой из источника и использованной в различных технологических процессах, обратно в водотоки, сопровождаемый, как правило, более или менее значительным качественным (химическим, биологическим, температурным и т. п.) изменением вод. Использование водотоков как путей удаления отходов быта и производства вызывает необходимость в специальных мероприятиях по водоотведению, поддержанию надлежащего качества воды источников, охране их от загрязнения и пр.

К другой категории относятся отрасли — водопользователи, не потребляющие воду безвозвратно, а использующие ее как среду, предъявляющие, однако, определенные требования к режиму расходов и уровней воды. Вода, как правило, остается в водотоке, количество и качество ее остаются неизменными (потери воды в этой группе возникают только в той мере, в какой, например, для удовлетворения требований водопользователей производится регулирование стока, и водохранилища теряют дополнительное количество воды на испарение). Типичные водопользователи — гидроэнергетика, водный транспорт, рыбное хозяйство. К этой же группе можно отнести водный спорт, водные заповедники.

Наконец, в отдельную группу можно выделить мероприятия по борьбе с вредным воздействием вод: осушение переувлажненных территорий, защита от наводнений, селевых потоков и т. п.

Основная цель водохозяйственных балансов — установить достаточность (в количественном и качественном отношениях) водных ресурсов в интересах в первую очередь водопотребителей, наметить необходимые мероприятия по обеспечению их водой или, в случае невозможности или экономической нецелесообразности удовлетворения, внести ограничения в размещение и развитие производительных сил в районах, имеющих дефицит в воде.

Как уже отмечалось, в водоснабжении промышленности и коммунальном водоснабжении лишь незначительная часть воды теряется в процессе производства путем испарения или входит в состав производимого продукта и не возвращается в источник водоснабжения. То же, хотя и в меньшей степени, относится к орошению земель. Подавляющая часть воды лишь меняет свои качества (обычно загрязняется или нагревается) и после этого удаляется с предприятия в виде сточных вод. Соответственно важное значение для водохозяйственного баланса имеет вопрос о возможностях и условиях повторного использования воды.

Принципиальным исходным положением при составлении перспективных водохозяйственных балансов служит условие, опирающееся на закон об охране вод: все промышленные и коммунальные сточные воды поступают во внутренние водоемы и водотоки лишь после очистки, достаточной для сохранения источников в надлежащем санитарном состоянии. Несовершенство очистки сточных вод, возвращаемых в источники, может потребовать сброса в русла рек некоторых расходов чистой воды, не пропускавшейся через системы водоснабжения, канализации и очистки, специально для поддержания надлежащего качества речной воды. Это должно учитываться в водохозяйственном балансе.

В случае наличия водопользователей — гидроэлектростанций, водного транспорта и т. п.— их специфические требования должны рассматриваться отдельно, параллельно с водным балансом потребления. Мероприятия по борьбе с вредным воздействием вод, как правило, не связаны с расходованием водных ресурсов.

Основа водохозяйственных балансов территории СССР — балансы районов, выделяемых по водохозяйственным признакам (речные источники, тяготение к ним потребителей, направление использования водных ресурсов). Основной признак, по которому намечаются водохозяйственные районы,— общность водных источников для тяготеющих к ним водопотребителей и водопользователей; основная предпосылка — бóльшая дешевизна передачи воды в пределах района, чем подвода ее извне. В этом смысле водохозяйственный район не только гидрологическая, но и экономическая категория. Отсюда же следует, что водохозяйственный район — понятие динамическое; границы его переменны во времени. Как правило, выделенные по указанным признакам районы совпадают с бассейнами рек; в отдельных случаях они могут включать различные речные бассейны (пример — водораздельные районы Урала, получающие воду с западных и восточных склонов).

Водохозяйственные балансы отдельных частей речного бассейна или расположенных в пределах бассейна потребляющих воду объектов — населенных пунктов, промышленных узлов, орошаемых земель — являются, вообще говоря, частными элементами водохозяйственного баланса бассейна.

Балансы районов, выделяемых по административным и экономическим признакам,— административные области, экономические районы — являются производными и должны опираться на водохозяйственные балансы речных бассейнов и их частей. В некоторых случаях может

представить интерес суммарная оценка соотношений, складывающихся между водными ресурсами и потребностями в них для обширных территорий, выходящих за пределы отдельных областей и республик. Таков, например, перспективный водохозяйственный баланс бассейнов Каспийского моря, Аральского моря, питаемого реками Сыр-Дарья, Аму-Дарья и др.

Другой фактор, определяющий задачи и содержание водохозяйственного баланса,— сроки и этапы в развитии народного хозяйства, применительно к которым составляется баланс. В этом отношении можно выделить балансы, характеризующие уже сложившиеся современные соотношения между водными ресурсами и их использованием, и проектные перспективные балансы, составляемые применительно к более или менее отдаленным по времени этапам. Расчетные этапы увязываются со сроками народнохозяйственного планирования и с переломными моментами в развитии водного хозяйства — вводом в работу регулирующих водохранилищ, переброской воды из дальних, более обильных водой источников и т. п.

Крупные водохозяйственные мероприятия требуют длительного времени для подготовительных исследований, проектно-изыскательских работ и осуществления строительства. Это время измеряется для особенно сложных проблем многими годами и даже десятилетиями. Необходимо также заблаговременно учитывать подобные перспективные мероприятия в отношении размещения производительных сил, увязки первоочередных объектов водохозяйственного строительства с дальнейшими перспективами использования водных ресурсов, ограничения строительства новых предприятий в зонах предстоящего затопления территорий водохранилищами и т. п. В связи с этим разработка генеральных схем развития водного хозяйства и основных элементов этих схем — водохозяйственных балансов должна иметь в виду перспективу, далеко выходящую за границы обычного народнохозяйственного планирования.

При составлении водохозяйственных балансов различают два типичных случая. В первом, основном, имеются в виду сложные в водохозяйственном отношении районы и бассейны и преимущественно ближайшие этапы развития. Для таких районов и перспектив развитие водного хозяйства должно намечаться с достаточной ясностью и освещаться проектными материалами — региональными схемами, технико-экономическими докладами и т. п. Водопотребление, водопользование, водоотведение, регулирующие водохранилища устанавливаются более или менее жестко. Водохозяйственные балансы, характеризующие обеспеченность водой намечаемого развития населенных пунктов, промышленности и земледелия, представляют собой итоги достаточно детальных исследований и проектов.

Упрощенный подход к построению балансов целесообразен, когда постановка и пути решения водохозяйственных задач намечаются лишь в общих чертах. Это, как правило, относится к бассейнам, водные ресурсы которых используются в сравнительно слабой степени и к отдаленным по времени уровням развития. В таких условиях водохозяйственные балансы составляются сокращенно, в них должно быть подтверждено наличие источников, которые могут обеспечить в рассматриваемых районах намечаемое развитие водопотребления и определить общее направление необходимых для этого мероприятий.

В основе балансов, как и в предыдущем случае, лежат расчеты регулирования и использования стока; эти расчеты выполняются упрощенными методами. Водохранилища намечаются ориентировочно без точного закрепления мест их расположения и параметров и т. п.

Иногда представляют интерес водные ресурсы бассейна, которые можно использовать при полном развитии водного хозяйства. В подобных случаях основная задача исследования — оценить наибольшие возможные к использованию при проведении водохозяйственных мероприятий водные ресурсы района, не привязывая эти мероприятия к определенным водопотребителям и срокам.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Бахтиаров. Водное хозяйство и водохозяйственные расчеты. Гидрометиздат, 1961.
2. А. Л. Великанов, И. П. Дружинин, С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель, М. П. Фельдман. Методика экономического выбора обеспеченной мощности гидроэлектростанций. Сб. «Проблемы гидроэнергетики и регулирования речного стока». Изд-во АН СССР, 1960.
3. Волжская ГЭС имени В. И. Ленина. Технический отчет, т. I. М., 1960.
4. Волжский и Камский каскады гидроэлектростанций. Коллектив авторов под ред. Г. А. Руссо. Госэнергоиздат, 1960.
5. Г. Г. Гангардт, А. П. Коротков. К вопросу составления Генеральной схемы комплексного использования водных ресурсов СССР. Сб. «Водное хозяйство», № 1. М., Россельхозиздат, 1964.
6. Гидрология и водное хозяйство Волго-Дона. Под ред. С. Н. Крицкого, М. Ф. Менкеля. Госэнергоиздат. М., 1960.
7. Я. Д. Гильденблат, В. Р. Казак. О выборе обеспеченности при расчете водохранилищ для промышленного водоснабжения. Сб. «Проблемы регулирования речного стока», вып. 4, изд. АН СССР, 1950.
8. В. П. Захаров, Ш. Ч. Чокин. Основы методики составления водохозяйственных балансов. Казахский научно-иссл. ин-т энергетики. Сб. «Проблемы гидроэнергетики и водного хозяйства», вып. 2, 1964.
9. Д. В. Коренистов. Исследования к выбору обеспеченной и установленной мощности гидроэлектростанций, работающих с суточным регулированием в энергетической системе. Сб. «Проблемы регулирования речного стока», вып. 4, 1950.
10. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Нормирование обеспеченности и технологии использования водной энергии. Сб. «Проблемы регулирования речного стока», вып. 7, изд. АН СССР, 1958.
11. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Водохозяйственные расчеты. Гидрометеоиздат. Л., 1952.
12. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Об экономической оценке эффективности гидроэлектростанций. Труды Гидропроекта, сб. 6, 1961.
13. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Методические основы построения водохозяйственных балансов. Труды Гидропроекта, сб. 12, 1964.
14. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. О Генеральной схеме комплексного использования водных ресурсов СССР. Труды Гидропроекта, сб. 12, 1964.
15. С. Л. Миркин. Водные мелиорации в СССР и пути их развития. Изд-во АН СССР, 1962.
16. Я. Ф. Плешков. Регулирование речного стока. Гидрометеоиздат. Л., 1961.
17. Д. Я. Раткович. Ориентировочный водохозяйственный баланс РСФСР. Сб. «Водное хозяйство». М., Россельхозиздат, 1964.
18. Ш. Ч. Чокин. Расчетная обеспеченность работы гидроэлектростанций. Изд-во АН Каз. ССР, 1958.
19. Народное хозяйство СССР в 1963 году. Статистический ежегодник. Статиздат, 1965.

Глава десятая

ВОДОХРАНИЛИЩА И ИХ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ

ВОДОХРАНИЛИЩА — ОСНОВА РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

В предыдущих главах многократно отмечалось значение водохранилищ в водном хозяйстве СССР. В этой главе различные аспекты в работе водохранилищ, их роль в решении водохозяйственных проблем и многообразные, подчас неблагоприятные для окружающих районов косвенные последствия создания водохранилищ сведены в одно целое и рассматриваются как разные стороны весьма важной для водного хозяйства проблемы.

Основное средство подчинить стихийные колебания речного стока человеческой воле, распределить его в соответствии с народнохозяйственными требованиями — регулирование стока при помощи водохранилищ. Отсюда — главенствующее положение узлов гидротехнических сооружений, обладающих водохранилищами, в схемах использования рек и решающая роль водохранилищ в водном хозяйстве. Чем выше технический уровень гидротехнического строительства, чем крупнее водохозяйственные мероприятия и чем больше их народнохозяйственный эффект, тем больше роль регулирования стока. И действительно, эту все возрастающую роль водохранилищ можно проследить, рассматривая развитие водного хозяйства Советского Союза. В настоящее время водохранилища служат ключом для решения почти всех сколько-нибудь крупных водохозяйственных задач.

У водохранилищ, обслуживающих коммунальное и промышленное водоснабжение и орошение земель (а в известной мере и при водно-транспортном регулировании), эффект регулирования стока выражается в принципе довольно простыми соотношениями: с увеличением емкости регулирующих водохранилищ растет по определенному закону полезная водоотдача (или степень ее обеспеченности для заданной величины полезной водоотдачи). При регулировании высокого стока для борьбы с наводнениями или для уменьшения водопропускных отверстий водосбросных сооружений увеличение емкости водохранилища, используемой для этой цели, находится в определенной зависимости от требований срезки пиков половодий и паводков.

Зависимость между регулированием стока и энергетическим эффектом работы гидроэлектростанций — сложнее. При работе в энергосистеме (все сколько-нибудь крупные гидроэлектростанции СССР, как правило, работают именно в таких условиях) нерегулируемая гидравлическая установка может быть использована только в базе графика нагрузки; покрытие пиковой части его должны принимать на себя тепловые

неэкономично (при современных экономических соотношениях между тепловыми и гидравлическими станциями дело обычно обстоит именно так), то установленная мощность гидроэлектростанции отвечает очень невысокому в большинстве случаев, обеспеченному минимуму мощности водотока, а использование стока составляет лишь небольшую долю энергетического потенциала реки. К этому классу принадлежат (если не считать мелкие гидроэлектростанции сельского типа) гидроэлектростанции, преимущественно давно построенные. Для этих ГЭС характерны низкие коэффициенты использования стока, составляющие в ряде случаев 0,20—0,10 среднего стока. Станции этого типа мало экономичны и могут оправдать себя главным образом в тех случаях, когда бо́льшую часть затрат по созданию подпорных сооружений берут на себя другие отрасли водного хозяйства, как правило, орошение земель. До недавнего времени именно такие гидростанции, не обладающие возможностями регулирования, составляли основную энергетическую мощность Средней Азии и в частности Узбекистана, вызывая большие неудобства в эксплуатации.

Обладая бассейном суточного регулирования и пользуясь возможностью перераспределять энергию источника в соответствии с суточным графиком нагрузки, гидростанции приобретают новое ценное качество: сохранить одну и ту же мощность участвущую в покрытии максимума в часы пик при резко колеблющемся количестве вырабатываемой за сутки энергии.

Возможность работы в маловодные периоды в пиковой части графика нагрузки приводит к росту мощности гидроэлектростанции и тем самым оправдывает развитие ее установленной мощности; использование же полной пропускной способности турбин при работе их в базе графика в периоды многоводья повышает суммарную выработку энергии и соответственно коэффициент энергетического использования стока. Чем больше мощность энергосистемы по отношению к мощности гидроэлектростанции и чем более пиковый характер имеет график нагрузки, тем больше эффект суточного регулирования. Отсюда — систематическое повышение его роли с развитием энергетического хозяйства. Эта тенденция проявляется особенно отчетливо в тех районах СССР, в частности и в особенности в Европейской ее части, где с развитием народного хозяйства растут энергетические объединения, уменьшается плотность графика нагрузки и сохраняется или даже падает в связи с ограниченностью возможных к использованию водных ресурсов удельный вес гидравлической энергии в энергосистемах. Предел этой, во многих случаях основной, стадии работы гидростанций — полное удовлетворение регулятором стока требований, предъявляемых графиком нагрузки системы к перераспределению энергии реки в пределах суточного и недельного циклов. Этим моментом определяется переход гидростанции к следующей, третьей, стадии режима. Регулирование распространяется здесь на периоды, длительность которых в предельных случаях достигает многих лет.

По мере повышения степени регулирования происходит дальнейший рост вытесняющей мощности гидростанции, постепенно замедляющийся за счет все более базового размещения в графике нагрузки дополнительно реализуемой обеспеченной мощности, и постепенного падения эффекта регулирования, по мере того как удлиняется цикл последнего и замедляется водообмен. Росту мощности установки сопутствует рост энергоотдачи за счет повышения пропускной способности турбин и перевода на межень части воды, сбрасывавшейся во время половодья Предел наступает тогда, когда гидростанция достигает практически полного использования стока реки. Этот момент наступает тем быстрее, чем равномернее распределен сток между сезонами и годами, чем

больше мощность энергосистемы по сравнению с мощностью гидроэлектростанции и чем острее график нагрузки системы. При благоприятных сооотношениях сбросы фактически оказываются ликвидированными уже при относительно невысокой степени многолетнего и даже сезонного регулирования.

С этого момента гидростанция переходит в четвертую, последнюю, стадию режима. Для нее характерна неизменность суммарной (средней многолетней) выработки энергии, рост которой с повышением степени регулирования прекращается. Здесь может наблюдаться даже падение выработки за счет понижения напора, вызываемого более глубокой сработкой водохранилища. Установленная мощность гидростанции продолжает, все более замедляясь, расти параллельно повышению гарантированной величины расхода воды (энергии). Предел (практически недостижимый) наступает при полном подчинении режима установки режиму энергопотребления. К этому моменту вся энергия, вырабатываемая гидроэлектростанцией, занимает наиболее пиковое положение, возможное по условиям покрытия графика.

Таким образом заканчивается перемещение гидравлической энергии в графике нагрузки по мере повышения степени регулирования стока и фиксируются оба крайних положения: постоянно в базе графика при полном отсутствии регулирования и постоянно в пике при предельно-высокой степени регулирования; между этими пределами на промежуточных стадиях перемежаются все формы использования гидравлической энергии от пикового в периоды маловодья до базового в периоды многоводья [1].

Пиковый режим работы гидростанций наиболее выгоден для энергосистем, так как он освобождает тепловые станции от неудобной и неэкономичной для них неравномерности нагрузки. Несмотря на то, что такой режим тем устойчивее, чем выше степень регулирования, гидроэнергетике более свойственно сезонное регулирование стока, отвечающее по приведенной номенклатуре третьей стадии режима.

Применению многолетнего регулирования во многих случаях препятствуют большие затраты по устройству водохранилищ, не окупающиеся у рассматриваемого вида установок, поскольку работа их в крупных энергетических системах обеспечивает возможность реализовать достаточно высокий эффект уже при сезонном регулировании стока. Этот вид регулирования типичен в частности для Европейской части Советского Союза. Именно в таком режиме работают почти все гидроэлектростанции Волжского (рис. X. 1. X. 2) и Днепровского каскадов.

Многолетнее регулирование стока приобретает особое значение в тех случаях, когда в энергетической системе преобладает гидравлическая энергия, и в особенности, если среди обслуживаемых отраслей промышленности значительный удельный вес имеют энергоемкие производства, обладающие плотным графиком суточной нагрузки, а затраты, связанные с созданием водохранилищ и затоплением территорий, относительно невелики. Такие соотношения характерны для крупнейших в Союзе гидроэлектростанций на реках Ангаре и Енисее (см. рис. X. 3, *б*).

Обращает внимание значительное постоянство режима, обеспечиваемое высокими степенями регулирования стока. Рис. X. 3, *а* иллюстрирует режим тех же гидростанций при совместной работе их водохранилищ, направленной на взаимную компенсацию колебаний стока. Такой порядок работы установок требует несколько большей регулирующей емкости, позволяет, однако, получить по проектным расчетам дополнительно около 400 тыс. *квт* гарантированной среднесуточной мощности [2].

---

[1] Подробнее см.: С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель [1].

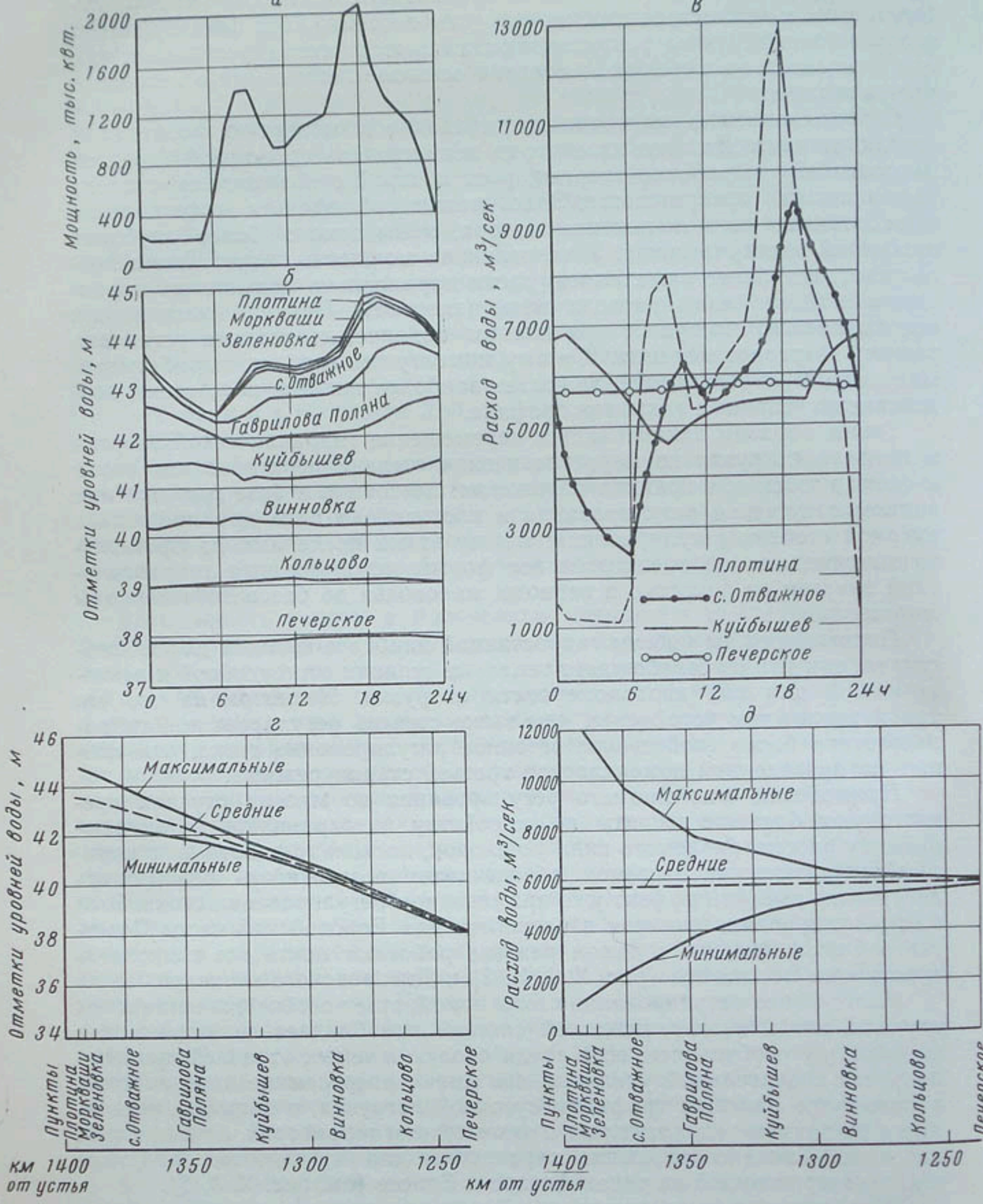


Рис. X.1. Режим нижнего бьефа Волжской ГЭС имени В. И. Ленина при суточном регулировании в декабре маловодного года при неподпертом бьефе

а — график суточной нагрузки гидроэлектростанции; *б* — уровни в расчетных створах; *в* — гидрографы расходов в расчетных створах; *г* — профили экстремальных уровней; *д* — профили экстремальных расходов воды

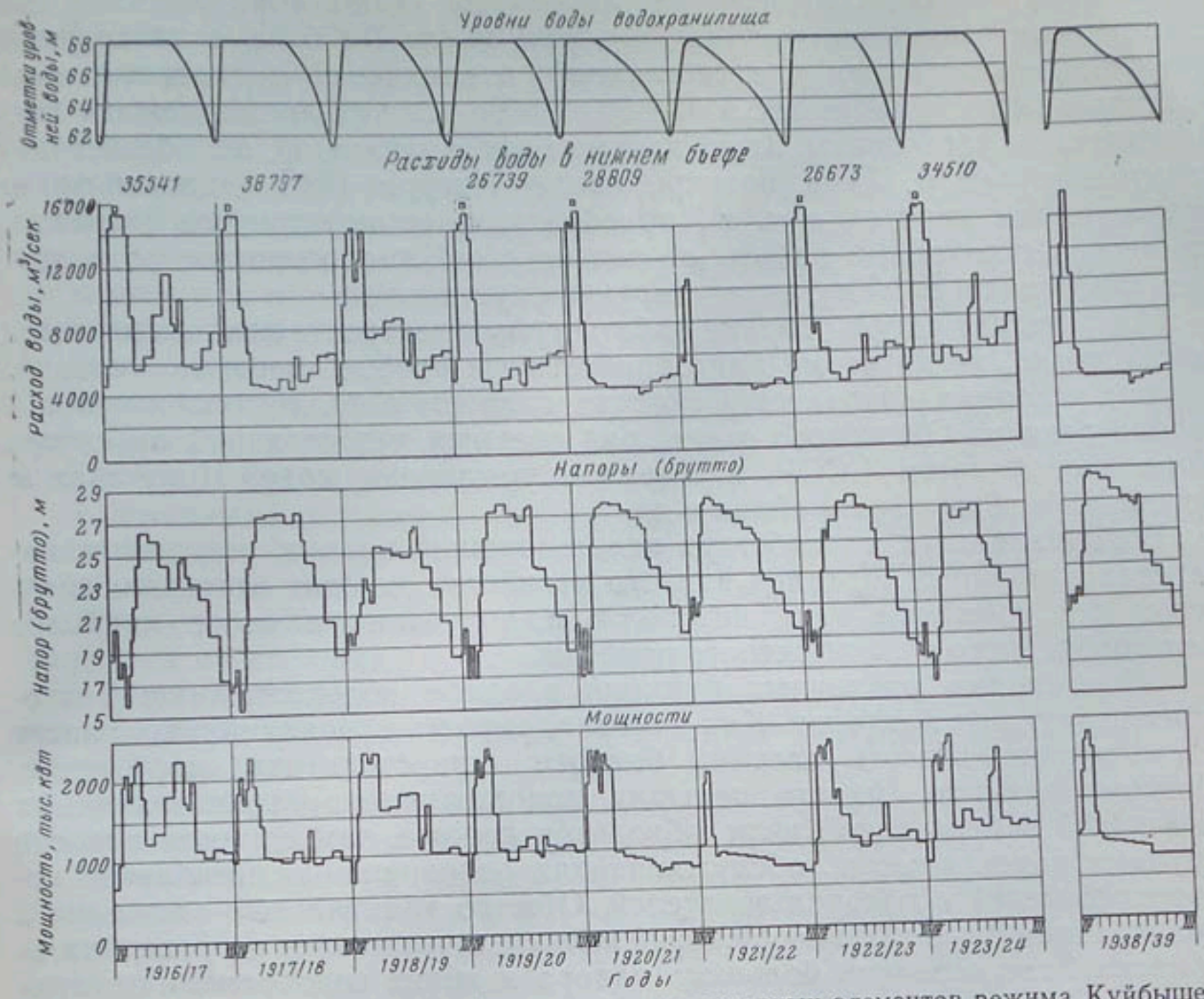


Рис. X.2. Хронологические графики изменения основных элементов режима Куйбышевского водохранилища и Волжской ГЭС имени В. И. Ленина. Начальный этап работы

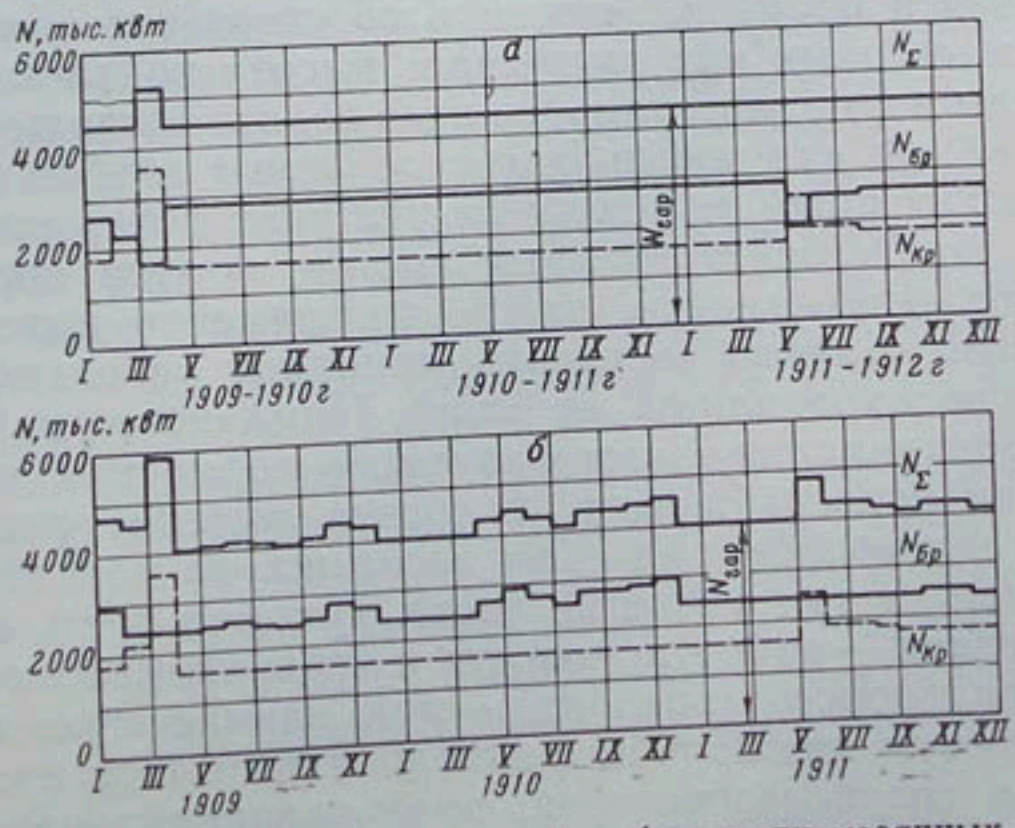


Рис. X.3. Хронологический график среднемесячных мощностей Братской ($N_{Бр}$) и Красноярской ($N_{Кр}$) ГЭС при их совместной (*а*) и раздельной (*б*) работе

Велика роль многолетнего регулирования также и на Кавказе, где собственные топливные ресурсы, которые могли бы быть использованы для развития тепловых электростанций, ограничены, и соответственно значительный удельный вес в энергосистеме должен принадлежать гидравлическим установкам. Здесь крупные водохранилища, подобные Мингечаурскому на р. Куре, водохранилищу Ингури ГЭС (строительство гидростанции начато) и т. п., приобретают исключительное значение, являясь регуляторами работы не только своей гидростанции, но и других, входящих в систему, нерегулирующих установок.

Многолетнее регулирование работы гидроэлектростанций встречается также тогда, когда этому благоприятствуют особые местные условия; в таких условиях находится Свирская гидростанция, расположенная в истоке реки из Онежского озера, ряд озерных гидростанций на севере Европейской части СССР, в Карело-Мурманском крае, Иркутская в истоке р. Ангары из оз. Байкал и др.

Водохранилища, способствуя использованию водных ресурсов в интересах различных отраслей водного хозяйства, служат основным средством для сочетания этих интересов и получения в итоге наиболее целесообразного и экономичного решения.

Объединению различных функций в одном водохранилище благоприятствует ряд факторов. Как правило, емкость водохранилища растет с увеличением высоты плотины быстрее, чем стоимость сооружения. Поэтому единица емкости меньших водохранилищ, предназначенных для какой-нибудь одной цели, обходится дороже, чем единица емкости крупных водохранилищ, обслуживающих одновременно нескольких водопотребителей и водопользователей. Обычно капитальные вложения в водохранилищные узлы сооружений велики, а число мест на реке, благоприятных для создания большого напора и емких водохранилищ, ограничено. Поэтому выгодно возможно более полно и всесторонне использовать имеющиеся условия.

Во многих случаях экономия достигается за счет совместного использования для различных целей напора, емкости и расходов воды. Так, напор на плотине, необходимый для гидроэлектростанции, одновременно повышает судоходные глубины, облегчает подачу воды для водоснабжения населения и промышленности и обеспечивает командование над орошаемыми массивами или уменьшает высоту подкачки воды. В ряде случаев расходы воды, зарегулированные водохранилищем и сбрасываемые в нижний бьеф для повышения судоходных глубин в период навигации на лежащих ниже неподпертых участках реки, или для расположенных ниже голов ирригационных систем, будучи пропущены через турбины гидроэлектростанции, дают одновременно выработку гидравлической энергии. Именно по такому принципу работают Рыбинское и Куйбышевское водохранилища на Волге, Цимлянское на Дону и др.

Емкость водохранилища, используемого совместно для энергетики, ирригации (или водоснабжения) и срезки высоких расходов воды в целях борьбы с наводнениями (или экономии на водосбросных сооружениях) делится на три основные части. Нижняя часть образует мертвый объем, средняя — рабочую емкость и верхняя, расположенная выше нормального подпорного горизонта,— так называемую резервную емкость, используемую для борьбы с наводнениями. При нескольких водопотребителях и водопользователях, предъявляющих различные требования к режиму регулирования расходов воды, порядок использования емкости, удовлетворяющий совместным требованиям, устанавливается специальными правилами работы водохранилища.

В ряде случаев появляется возможность частично совмещать задачи, выполняемые отдельными элементами водохранилища. Высокий сток приурочен, как отмечалось выше, на большинстве рек Советского Союза

шей части Сибири половодья проходят весной, на реках Средней Азии — летом в период интенсивного таяния горных снегов, на Дальнем Востоке — в период летних муссонов. Зная заранее, когда следует ожидать высокий сток, можно использовать рабочую емкость для приема высокого стока, опорожняя ее полностью или частично к началу многоводного сезона. Такой порядок эксплуатации водохранилища позволяет получить некоторую экономию на общих размерах сооружений. Эта задача облегчается при наличии гидрологических прогнозов, позволяющих в каждом конкретном году предвидеть время наступления и высоту половодья и соответственно подготовить водохранилище к его приему. Такая возможность используется со значительным эффектом на водохранилищах Днепровского каскада, в частности, на основном регуляторе стока р. Днепра — Кременчугском водохранилище.

Совмещение различных задач в одном водохозяйственном мероприятии часто сопровождается противоречиями. Причины их двояки. В некоторых случаях емкость водохранилища, ограниченная местными условиями (геологической обстановкой, затоплением ценных месторождений, наличием населенных и промышленных пунктов), недостаточна для полного удовлетворения всех интересов, в других случаях — недостаточны сами водные ресурсы, которые приходится распределять между различными водопотребителями и водопользователями, по необходимости ограничивая одних и отдавая предпочтение тем, которые в данном комплексе имеют наибольшее народнохозяйственное значение.

Объединенное обслуживание нескольких отраслей водного хозяйства осложняется несовпадением их требований к распределению воды во времени. Так, для орошения земель вода нужна и притом по определенному поливному графику преимущественно в период вегетации, в зимнее же время потребность в воде падает; интересы судоходства имеют также сезонный характер; в то же время потребность в воде населенных пунктов и промышленности довольно постоянна в течение всего года, а пик электрической нагрузки энергетических систем и соответственно наибольшие потребности в мощности и энергии гидроэлектростанций приходятся, как правило, на зимние месяцы. Если в состав комплекса входит гидроэлектростанция с резко выраженным пиковым режимом, суточное и недельное регулирование ее работы нередко неблагоприятно сказывается на других водопотребителях и водопользователях. Так, в частности, слишком резкие колебания расходов и уровней воды в нижнем бьефе гидроэлектростанций затрудняют судоходство. Именно этот факт вносит ограничения в работу волжских гидроэлектростанций (в частности, имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС), нижние бьефы которых не перекрыты подпором от лежащих ниже сооружений.

Режим работы водохранилищ, отвечающий интересам таких водопотребителей и водопользователей, как водоснабжение и энергетика, входит нередко в противоречие с интересами рыбоводства; так, в частности, при зимней сработке водохранилищ, в особенности при быстрой сработке, может погибнуть рыба, не успевшая скатиться в более глубокие места, а сглаживание весенних половодий нарушает условия нереста рыбы в низовьях рек.

Необходимо также считаться с тем, что водохозяйственные мероприятия, выполнение которых имеет целевое назначение, вызывают косвенные последствия, входящие нередко в противоречие с этим назначением. Так, создание подпора влечет за собой затопление сельскохозяйственных угодий и населенных пунктов. Испарение воды с больших водных поверхностей водохранилищ уменьшает водные ресурсы; задержание наносов в водохранилище ведет к его заилению и к размывам

годное затопление поемных лугов и т. п. Проект каждого сколько-нибудь крупного гидротехнического сооружения должен исходить из возможно более полного использования выгод и преимуществ, которые можно получить в данных условиях от совмещения возлагаемых на эти сооружения различных водохозяйственных задач, предусматривать устранение и согласование противоречий, возникающих между требованиями, предъявляемыми к работе сооружений отдельными водопотребителями и водопользователями, и учитывать возникающие в связи с гидротехническим строительством косвенные последствия.

УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ВОДОХРАНИЛИЩ

Эффект, получаемый народным хозяйством от регулирования стока, реализуется лишь при том непременном условии, что работа каждого водохранилища строго подчиняется плану, определяющему порядок накопления и расходования запасов воды в зависимости от гидрологической обстановки и требований водопотребителей и водопользователей. Эти требования, как уже отмечалось, нередко противоречивы. Даже в пределах одной отрасли хозяйства интересы сегодняшнего дня часто противоречат требованиям более отдаленного периода. Так, ускоренная сработка водохранилища повышает выработку энергии на ближайший период, последующая же работа гидроэлектростанции на пониженных напорах приводит к сокращению суммарного количества получаемой энергии.

Регламентация работы водохранилища, имеющая целью обеспечить получение наибольшего возможного народнохозяйственного эффекта, выражается в форме правил пользования водными ресурсами. Правила, закрепляющие порядок работы водохранилища, сходны по своему значению с правилами ведения технологического процесса на производственном предприятии; они определяют эффект, достигаемый данной водохозяйственной установкой в обслуживании потребителей воды и энергии, с одной стороны, сохранность гидротехнических сооружений и оборудования — с другой.

Отсутствие целесообразных правил работы водохранилищ, или несоблюдение их, может привести и порой приводит к значительным ущербам: водохранилища преждевременно опорожняются, гидроэлектростанции работают на пониженных напорах, срывается подача воды в оросительные системы, не выдерживаются нормированные судоходные глубины. Для иллюстрации достаточно указать, что потеря только 1% энергии, вырабатываемой волжским каскадом гидроэлектростанций (действующие и строящиеся гидроэлектростанции каскада), составит около 300 млн. *квт · ч/год*. В действительности потери на этих гидростанциях, как показывает опыт эксплуатации, могут быть намного большими. Подобные явления приобретают особенно тяжелый для народного хозяйства характер при многолетнем регулировании стока. Водохозяйственные системы этого типа, будучи выведены из условий нормальной работы, требуют подчас длительного времени, измеряемого годами, для восстановления равновесия.

При заданном стоке реки и фиксированных параметрах сооружений и оборудования водохозяйственный эффект установки зависит от порядка наполнения и сработки водохранилища. Существует определенный при заданном стоке порядок его использования, при котором эффект достигает максимума. Этот безусловный максимум, однако, может быть достигнут лишь теоретически в том случае, если величина стока реки поддается точному прогнозу. Только при этом условии возможно забла-

водных периодов и экономить воду в ожидании маловодья.

Практически предвиденье стока ограничивается как временем, так и точностью; именно в этом — *в необходимости управления водохранилищем в условиях ограниченного календарного прогноза, составленного главным образом на базе стохастических закономерностей в колебаниях стока, и заключается специфика задачи и своеобразие методических основ ее решения* [1].

В такой обстановке действительным пределом эффективности, который может служить своего рода эталоном при оценке различных вариантов водохозяйственного плана, становится наибольший эффект, поддающийся реализации при заданной степени предвидения стока. Этот условно наилучший план всегда несколько отклоняется от безусловного. Задача управления работой водохранилища заключается в том, чтобы свести к минимуму расхождение между ними.

Из специфики планирования работы водохозяйственной установки вытекает в частности то обстоятельство, что инженер, проектирующий будущий режим работы водохранилища, пользуясь для этого данными гидрологических наблюдений за истекший период, субъективно оказывается в положении человека, располагающего неограниченными возможностями предвиденья стока. В этом кроется опасность построения проектных планов, нереальных в условиях эксплуатации.

При регулировании работы гидроэлектростанции преследуются две цели. Первая из них — повышение суммарной выработки энергии и экономия за этот счет возможно большего количества топлива на тепловых электростанциях; вторая — поддержание с заданной степенью обеспеченности некоторого минимума энергоотдачи; этим минимумом определяется мощность гидроэлектростанции, с которой она способна участвовать в покрытии графика нагрузки системы.

Порядок работы водохранилища, в наилучшей степени удовлетворяющий каждому из двух основных требований, различен. Чтобы бесперебойно обеспечивать в маловодные периоды возможно более высокий уровень энергоотдачи, следует расходовать воду, запасенную в водохранилище, лишь для поддержания гарантийного минимума мощности. Сработку водохранилища для иных целей (например, предполоводное опорожнение водохранилища для повышения выработки гидравлической энергии за счет уменьшения холостых сбросов воды в периоды высокого стока) можно допускать лишь в той мере, в какой это не приводит к ограничениям гарантированного режима. Для увеличения суммарной выработки следует в предвидении высокого стока усиленно нагружать гидроэлектростанцию, освобождая возможно бóльшую емкость для принятия избытков воды. Соответственно, водохранилище должно срабатываться перед наступлением многоводья до границ, допустимых по условиям падения напора.

Две задачи энергетического регулирования не противоречили бы одна другой, если бы предстоящий сток поддавался предвидению с достаточной заблаговременностью и точностью. В реальной обстановке заблаговременность достоверного гидрологического прогноза ограничена. Вследствие этого между двумя целями регулирования возникает противоречие: стремление к высокому уровню и к бесперебойности гарантийной отдачи приводит к необходимости поступаться в той или иной степени суммарной выработкой энергии и наоборот.

В подавляющем большинстве случаев работа гидроэлектростанций складывается из сочетания элементов обеих категорий. Именно таков план работы большинства гидроэлектростанций СССР, входящих, как

---

[1] Подробнее см. [1].

правило, в состав смешанных энергосистем. Гарантийная мощность гидроэлектростанций соответствует тому минимуму мощности (и требуемой для поддержания этого минимума выработки энергии), который необходим для полного удовлетворения снабжаемых предприятий. При падении мощности гидроэлектростанций ниже этого минимума возникает необходимость в форсировке тепловых электростанций, затем в ограничении энергопотребления и, наконец, в отключении предприятий, потребляющих энергию.

Таким образом, каждый киловатт-час, дополнительно выработанный гидроэлектростанцией при мощности, не достигающей гарантийной, используется потребителями и увеличивает их продукцию. В отличие от этого, повышение выработки гидравлической энергии сверх гарантийного минимума не отражается на работе обслуживаемых предприятий и не увеличивает их продукцию. Избыточный киловатт-час используется лишь внутри энергосистемы для замены более дорогого киловатт-часа других электростанций. За счет повышенной выработки гидравлической энергии сокращается выработка энергии тепловых установок и экономится топливо. При таких соотношениях между народнохозяйственной эффективностью киловатт-часа, заменяющего лишь топливо, и киловатт-часа, необходимого для бесперебойного энергоснабжения потребителей, оказывается выгодным, в первую очередь, всемерное повышение гарантируемого минимума энергоотдачи, которым определяется вытеснение из энергосистем тепловых мощностей. Повышение суммарной выработки энергии, т. е. устранение холостых сбросов, приобретает смысл задачи, решаемой попутно с основной. Подобный принцип работы гидроэлектростанции можно обозначить как принцип наибольшего вытеснения мощности в энергосистеме, или «наибольшей гарантии».

Несколько иные требования предъявляются к регулированию стока отдельно работающей гидроэлектростанции. Такая установка должна в каждый день и в каждый час работы обеспечить отдачу потребителям вполне определенной мощности. Снижение ее ограничивает работу снабжаемых предприятий, повышенная же мощность им не требуется и не может быть использована. График нагрузки однозначно определяет необходимое количество вырабатываемой энергии. В этом случае обе цели регулирования — обеспечение минимума мощности и повышение суммарной энергоотдачи — совмещаются. Мощность, при которой наиболее полно удовлетворяется потребитель, совпадает с наибольшей возможной нагрузкой электростанции.

Системы, состоящие только из гидроэлектрических станций, существенно отличаются от систем смешанных. Эксплуатационные издержки гидроэлектростанций при заданной мощности их практически не зависят от количества выработанной энергии, в то время как эксплуатационные издержки тепловых электростанций непосредственно связаны с выработкой энергии. Вследствие этого от гидроэлектростанций, участвующих в чисто гидравлических энергосистемах, нет оснований требовать наибольшей выработки энергии на каждой данной установке, так как перераспределение нагрузки между гидроэлектростанциями не вызывает дополнительных затрат.

В принципе на такие энергосистемы распространяются соотношения, свойственные отдельно работающей гидравлической установке. Задача, однако, осложняется необходимостью отыскивать целесообразный порядок совместной работы нескольких водохранилищ. Относительная (по отношению к стоку используемых рек) емкость каждого из них различна. Режим рек также неодинаков. Соответственно критические периоды сработки отдельных водохранилищ не совпадают. Необходимо найти такой порядок использования емкостей, при котором суммарный энер-

тически еще мало разработана. Решение ее в каждом случае приходится отыскивать путем ряда попыток [3].

При работе гидроэлектростанций в режиме, отвечающем принципу «наибольшей гарантии» (типичному, как отмечалось, для гидроэлектростанций, входящих в состав смешанных энергосистем), на диспетчерских графиках из рабочей емкости водохранилища выделяется та нижняя ее

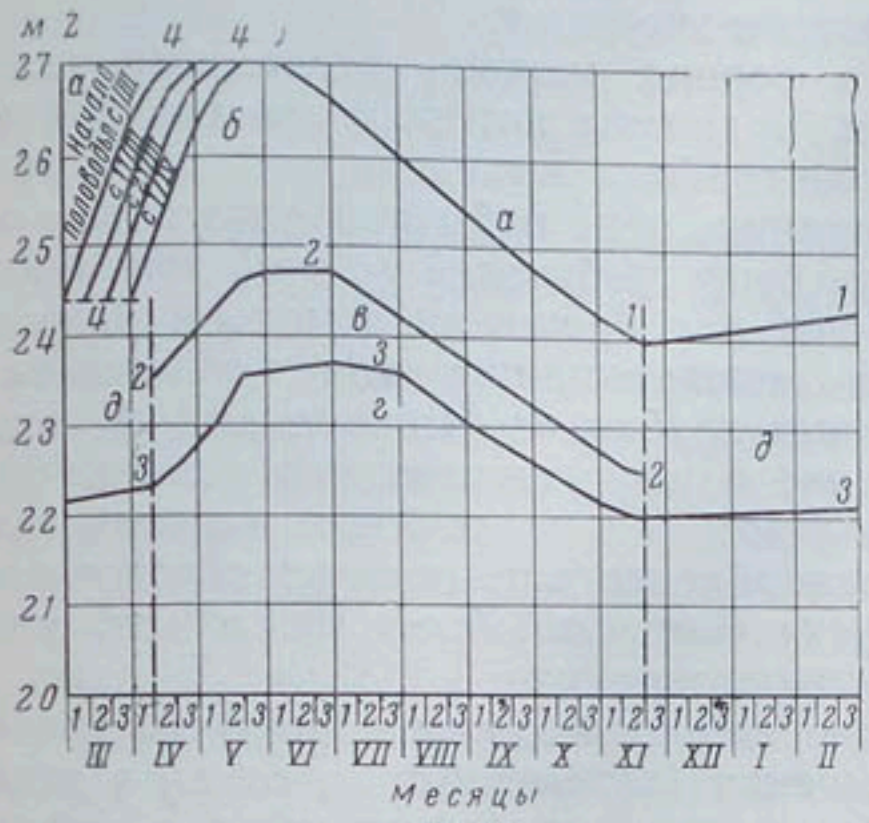


Рис. X.4. Диспетчерский график работы Цимлянского водохранилища. Первый этап эксплуатации

а — зона избытков; *б* — зона нормальной отдачи на орошение и навигационные попуски 580 *м³/сек*; *в* — зона пониженной отдачи на орошение и навигационные попуски 400 *м³/сек*; *г* — зона ограничения водопотребления; *д* — зона гарантированной отдачи ГЭС при расходе нижнего бьефа 100 *м³/сек*

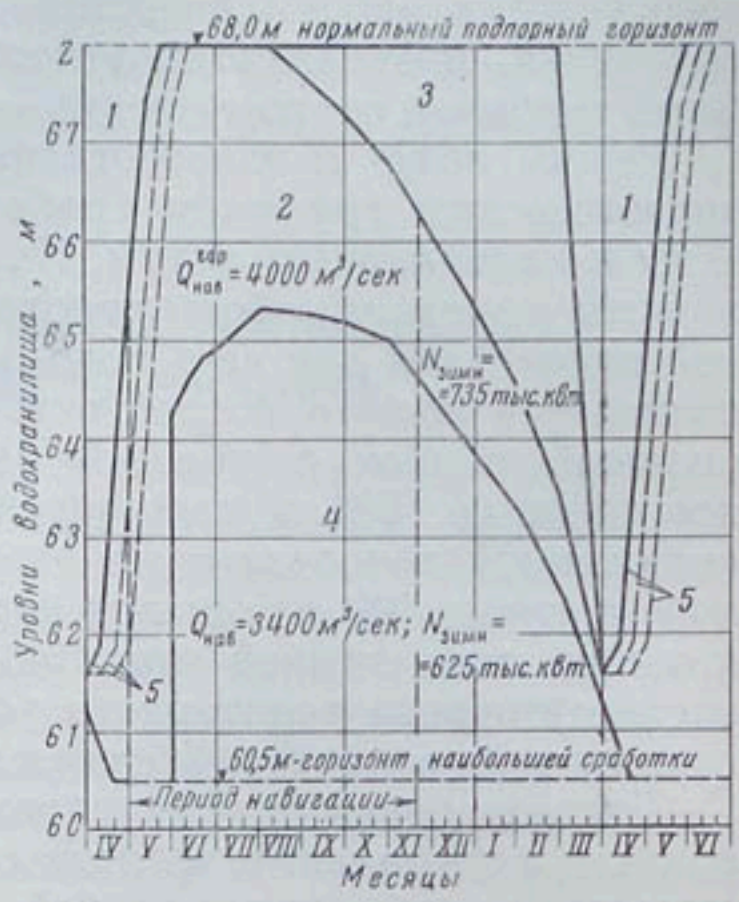


Рис. X.5. Диспетчерский график работы Куйбышевского водохранилища для ближайшего этапа его эксплуатации

1 — зона работы гидроэлектростанции полной мощностью; *2* — зона гарантированной отдачи; *3* — зона повышенной отдачи; *4* — зона ограничения отдачи; *5* — весенние границы зоны гарантированной отдачи при различных датах начала половодья

зона (переменная по времени года), запасы воды которой необходимы и достаточны для поддержания гарантированного режима гидроэлектростанции. Сработка водохранилища ниже верхней границы этой зоны («противоперебойная» линия диспетчерского графика) служит указанием на необходимость ограничивать отдачу гарантийным минимумом, во избежание преждевременного опорожнения водохранилища и перебоя в энергоснабжении. До тех пор, пока уровень находится выше противоперебойной линии, допустима без ущерба для гарантийного режима усиленная работа гидроэлектростанции в целях увеличения суммарной выработки гидравлической энергии (режим «расходования избытков воды»).

В качестве иллюстрации на рис. X. 4 представлен диспетчерский график работы Цимлянского водохранилища на Дону применительно к первому этапу его работы (свободный Дон ниже Цимлянского узла сооружения [2].

Это водохранилище обслуживает интересы судоходства, обеспечивая пропуск в нижний бьеф навигационные расходы 580—400 *м³/сек* (что в несколько раз превышает естественный минимум нижнего Дона около 100 *м³/сек*) и позволяет в перспективе оросить до 750 тыс. *га* с одновременным использованием ресурсов Дона для выработки в сред-

нем году 660 млн. *квт·ч* на Цимлянской гидроэлектростанции с установленной мощностью 165 тыс. *квт*.

Годовой диспетчерский график изображает зависимость допустимой водо- и энергоотдачи от календарной даты и уровня водохранилища, определяющего наличный запас воды. Диспетчерский график наполнения водохранилища (март — май) снабжен шкалой времени, начало координат которой совмещается с датой начала половодья. Эта часть графика определяет порядок перевода гидроэлектростанции с гарантийного режима работы на повышенную энергоотдачу в период весеннего половодья, позволяющий устранить неоправданные сбросы воды, помимо турбин, и соответственно — потерю энергии.

Режим водо- и энергоотдачи в период межени регламентируется диспетчерским графиком сработки, ординаты которого жестко привязаны к календарным датам. На поле графика выделено пять зон с различным режимом работы водохранилища: зона избытков, зона нормальной водоотдачи для всех водо- и энергопотребителей (в этой зоне обеспечивается полная потребность воды для орошения земель и навигационный попуск в нижний бьеф водохранилища для поддержания повышенных (580 *м*³/*сек*) судоходных глубин на Нижнем Дону), зона пониженной водоотдачи на орошение и гарантированного навигационного попуска 400 *м*³/*сек* при нормальном режиме работы гидроэлектростанции, зона зимней гарантированной энергоотдачи при обеспечении среднесуточного санитарного попуска в нижний бьеф 100 *м*³/*сек*, зона ограничения водопотребления и водопользования.

Диспетчерский график удовлетворяет следующим проектным требованиям: оптимальные условия орошения (переменные по годам в зависимости от метеорологической обстановки, складывающейся в районе орошаемых земель) обеспечиваются в 75% лет; в более маловодных условиях допускается уменьшение подачи воды из водохранилища на 10—30%; повышенный навигационный попуск 580 *м*³/*сек* поддерживается с обеспеченностью (по числу бесперебойных лет) 80—85%, гарантированный 400 *м*³/*сек* — с обеспеченностью 95%; расчетная обеспеченность гарантийной энергоотдачи для Цимлянской гидроэлектростанции составляет 95%. При падении уровня водохранилища ниже диспетчерской линии *3—3* предусматриваетсся введение постепенных ограничений водоэнергоотдачи за пределы гарантированных величин.

На рис. X. 5 показан примерный диспетчерский график Куйбышевского водохранилища для работы его на современном этапе.

График построен так, чтобы удовлетворялись следующие требования:

а) поддержание возможно большей гарантийной энергоотдачи для вытеснения тепловых мощностей (принцип «наибольшей гарантии»); обеспечение напоров на гидроэлектростанции, необходимых для отдачи в энергосистему, в особенности в наиболее напряженные по электропотреблению периоды, всей установленной мощности; достижение возможно большей выработки энергии. Согласно проекту, гарантийная, рассчитанная на обеспеченность около 90% среднесуточная мощность гидроэлектростанции принята равной 735 тыс. *квт*, с ограничением ее в особо маловодные периоды до 625 тыс. *квт*;

б) сброс в нижний бьеф плотины 4000 *м*³/*сек* воды в период навигации для повышения судоходных глубин на неподпертых участках Нижней Волги. Расчетная обеспеченность попуска принята около 80% (по числу бесперебойных лет); уменьшение навигационного попуска — на 15%, т. е. до 3400 *м*³/*сек* предусматривается лишь в случае исключительной маловодности при реальной угрозе преждевременной сработки водохранилища до минимального судоходного горизонта;

в) срезка максимальных расходов исключительно высоких половодий путем специального режима наполнения водохранилища, предусматриваемого в тех случаях, когда имеются основания ожидать особенно высоких половодий; такой порядок эксплуатации водохранилища, разработанный в составе проекта гидроузла, дал возможность уменьшить фронт бетонной водосливной плотины на четыре пролета (38 вместо 42).

На ближайшее время, впредь до завершения в дельте Волги рыбохозяйственных мероприятий, необходимых для ведения рыбного хозяйства в новых волжских условиях, из водохранилища предусматриваются специальные весенние попуски, обеспечивающие, по возможности, удовлетворительные условия нереста полупроходных пород рыбы на пойме и в дельте Волги [5 и 6].

ИЗМЕНЕНИЯ, ВНОСИМЫЕ ВОДОХРАНИЛИЩАМИ В ПРИРОДУ И ХОЗЯЙСТВО РАЙОНОВ

Являясь решающими элементами в водохозяйственном комплексе и обеспечивая высокую эффективность водохозяйственных мероприятий, водохранилища вызывают вместе с тем, как указывалось выше, различные последствия, входящие подчас в противоречие с целевым направлением осуществляемых мероприятий. Так, уменьшение скоростей течения, неизбежно сопутствующее устройству водохранилищ, вызывает выпадение наносов и заиление водохранилищ; в нижнем бьефе подпорных сооружений благодаря осветвляющему действию водохранилища и большой скорости течения воды, поступающей из верхнего бьефа, происходят размывы русла, требующие сложных и дорогих мероприятий по креплению; изменяется температурный и ледовый режим реки, в нижних бьефах водохранилищ появляется незамерзающий участок, достигающий в ряде случаев десятков километров; в засушливых районах потери воды на испарение с затопляемой водохранилищами поверхности при плоских чашах и малых глубинах водохранилищ могут существенно снизить эффект регулирования стока и др.

Одновременно водохранилища вносят ряд изменений в природу и хозяйство затрагиваемой территории: затопляются, подтопляются прибрежные земли, на которых располагаются естественные и культурные угодья, населенные и промышленные пункты, пути сообщения; нарушаются сложившиеся экономические, транспортные и другие связи, изменяются гидрологические и климатические условия, санитарно-гигиеническая обстановка; нарушаются веками сложившиеся условия рыбного промысла, основанные на стихийных процессах воспроизводства рыбного стада; вместо них возникают новые условия для ведения организованного рыбного хозяйства во вновь создаваемых акваториях и т. д. Изменения гидрологического режима, вызываемые созданием водохранилищ, сказываются на природной обстановке и хозяйственной жизни прибрежных территорий также в нижнем бьефе гидроузлов, иногда на протяжении десятков и даже сотен километров. Особое значение имеет сглаживание половодий и паводков, в результате чего уменьшаются весенние разливы рек и перестают затопляться поемные луга.

Влияние водохранилищ на климат возрастает с увеличением их площади и глубины. Как правило, крупные водохранилища оказывают более или менее заметное влияние на климат в сравнительно узкой прибрежной полосе шириной 3—10 *км*. Здесь отмечаются более плавный ход температуры, менее резкие суточные и годовые колебания ее, повышенная влажность воздуха. Благодаря меньшему сопротивлению, которое оказывает ветрам водная поверхность, по сравнению с сушей

(в особенности в лесных районах) заметно увеличивается скорость ветра, уменьшается число штилей, изменяется направление преобладающих ветров.

Основные отрицательные последствия создания водохранилищ заключаются в затоплении земель и различных народнохозяйственных объектов.

Крупные и средние водохранилища, простираясь в длину на десятки и сотни километров, в ширину — часто на десятки километров, и, к тому же, имея, как правило, сложную в плане конфигурацию, располагаются на территории многих административных районов. Так, Куйбышевское водохранилище находится в пределах 25 районов, двух областей, трех автономных республик; Рыбинское водохранилище располагается на территории 10 районов, трех областей; Горьковское водохранилище — 17 районов, четырех областей; при создании Каховского водохранилища была затронута территория 14 районов, трех областей и т. д.

Различают следующие виды «прямого» воздействия водохранилищ: постоянное затопление, временное затопление, подтопление, переформирование (переработка) берегов.

Зоной постоянного затопления принято считать территорию, покрытие водой которой по своей продолжительности и повторяемости исключает возможность ее регулярной хозяйственной эксплуатации. Эта зона принимается в границах от уреза воды в естественных условиях до отметки нормального подпорного уровня с учетом кривой подпора.

Под временным затоплением понимают периодическое затопление такой продолжительности и повторяемости, которое не исключает возможности планового хозяйственного использования территории, однако осложняет его, и в отдельных случаях требует изменения характера этого использования.

Образование зоны подтопления связано с изменением гидрогеологических условий в районе водохранилища в результате подпора. Процесс подпора грунтовых вод протекает, как правило, очень медленно на протяжении многих недель и месяцев, а часто и многих лет. На первом этапе, который может продолжаться от нескольких месяцев до нескольких лет, повышение уровня грунтовых вод происходит за счет двух источников: фильтрации воды из водохранилища и притока грунтовых вод; на втором этапе — только за счет притока грунтовых вод.

Пределы распространения подпора грунтовых вод неодинаковы на разных участках одного водохранилища и на различных водохранилищах и зависят от местных гидрогеологических условий и высоты подъема воды. Ширина этой зоны колеблется от нескольких десятков метров до нескольких километров. В отдельных случаях подпор грунтовых вод может проявляться не непосредственно у берега, а на некотором расстоянии от него. Подпор грунтовых вод часто приводит к подтоплению земель, зданий и других народнохозяйственных ценностей. Иногда вода выходит на поверхность и заболачивает территории. Обычно подтоплением называют такое повышение уровня грунтовых вод, которое не позволяет использовать подтопляемую территорию для прежних хозяйственных надобностей, или ухудшает условия этого использования. Таким образом, подтопление — не только гидрогеологическое, но и экономическое понятие.

При создании водохранилищ их берегами становятся коренные склоны долин, надпойменные террасы и другие элементы рельефа, профиль которых не соответствует новым гидрологическим и гидрогеологическим условиям. В результате размыва, обрушения, оползневых деформаций происходит переформирование берегов водохранилищ, продолжающееся до тех пор, пока они не примут относительно устойчивой формы, соответствующей новым условиям. Характер и размеры пере-

высота ветровой волны, колебания уровня воды, крутизна склонов и сопротивляемость пород размыву. Процесс переработки берегов постепенно затухает. Наиболее интенсивная переработка берегов происходит в первые годы существования водохранилища, причем сам процесс обычно происходит не постепенно, а скачками, в зависимости главным образом от отдельных сильных штормов. После подмыва и обрушения больших масс породы наступает период размыва обрушившихся масс и уноса их течениями и волнами. С течением времени, по мере формирования подводной отмели и отступления берегового обрыва, процесс переработки ослабляется и замедляется. На части периметра водохранилища происходит процесс, обратный размыву,— аккумуляция наносов и нарастание берега.

Размыв берегов и подпор грунтовых вод способствуют обычно интенсификации оползневых процессов, а иногда они создают условия для развития оползней там, где до образования водохранилища они отсутствовали. В отдельных случаях оползневые процессы при создании водохранилищ, наоборот, ослабляются или совсем прекращаются.

На берегах водохранилищ, сложенных лёссами и лёссовидными суглинками, часто наблюдаются просадочные явления в результате сокращения объема этих пород при смачивании их поднимающимися грунтовыми водами. Такие явления наблюдались на берегах Каховского, Цимлянского, Дубоссарского и других водохранилищ.

Кроме зон «прямого» воздействия, при создании водохранилищ учитываются также зоны «косвенного» их воздействия.

Зона, выбывающая из использования по организационно-хозяйственным причинам, охватывает территории, которые в новых условиях нецелесообразно или невозможно использовать по прежнему назначению вследствие превращения в острова, недоступности или труднодоступности, малой величины участков, нарушения технологии использования данной территории и т. д.

Зона, отчуждаемая в связи с осуществлением на берегах водохранилищ мероприятий, обусловленных созданием водохранилищ или направленных на их использование в различных народнохозяйственных целях (например, под сооружения инженерной защиты; под лесозащитные и охранные санитарные полосы вдоль берегов водохранилища; для размещения различных объектов, подлежащих переносу из зон «прямого» воздействия водохранилища, или новых сооружений, необходимых для использования водохранилищ).

Кроме того, в пределах зоны затопления выделяют особую зону мелководий, т. е. территорию с глубинами до 2 *м*, которая при определенных климатических условиях и режиме уровней может оказаться очагом размножения малярийных комаров.

Наибольшие нарушения в связи с созданием водохранилищ испытывает *сельское хозяйство.*

Воздействие водохранилищ на сельское хозяйство выражается главным образом в затоплении земельных фондов. Из землепользования колхозов, совхозов и других хозяйств сельскохозяйственные угодья изымаются (согласно действующим техническим условиям), если они затопляются чаще чем 1 раз в 5 лет (обеспеченность 20%). При более редких затоплениях плановое использование земель осложнено, но возможно.

Земли, которые по гидрогеологическому прогнозу попадут в зону подтопления, обычно не исключаются из сельскохозяйственного использования. Подтопляемые пашни, огороды, усадебные участки нередко могут быть трансформированы в сенокосы, так как луговые травы выдерживают большее увлажнение, чем полевые культуры. Наоборот.

товых вод подъем их уровня может оказать положительное влияние на водный режим сельскохозяйственных угодий и на культурную растительность.

Представление о структуре земель, попадающих в зоны воздействия водохранилищ, дают данные, приведенные в табл. X.1.

Из сельскохозяйственных угодий наибольший удельный вес в площади затопления имеют естественные кормовые угодья, особенно сенокосы. На нижнем и среднем участках водохранилищ затопляется обычно также значительная площадь пашни и огородов, так как здесь в зону затопления попадают не только пойменная, но и надпойменные террасы.

Как следует из табл. X.1, существенную часть затопляемой территории представляют площади, занятые лесом и кустарником. Так, в зоне затопления Волгоградского водохранилища оказалось 3,2 млн. $м^3$ деловой древесины, Куйбышевского — около 7 млн. $м^3$, Братского — 36 млн. $м^3$.

Таблица X.1

Структура затопляемых водохранилищами земель
(в процентах от общей площади затопления по водохранилищам действующих и строящихся ГЭС)

Экономический район и бассейн рек	Всего	В том числе				
		пахотные, сады, усадьбы	сенокосы	выгоны и пастбища	леса и кустарники	прочие
По экономическим районам						
Северо-Западный	100	2	9	1	76	12
Центральный и Волго-Вятский	100	13	28	6	37	21
Поволжский	100	13	32	9	33	13
Северо-Кавказский	100	18	26	30	11	15
Уральский	100	8	24	9	48	11
Западно-Сибирский	100	5	28	13	29	25
Восточно-Сибирский	100	9	12	9	59	11
Районы Украины	100	13	19	8	33	27
Прибалтийский	100	29	24	5	34	8
Закавказский	100	14	5	39	28	14
Среднеазиатский и Казахстанский	100	6	6	51	6	31
В среднем по СССР	100	10	19	16	34	21
По бассейнам основных рек						
Волга	100	12	28	8	38	14
Днепр	100	12	18	8	38	24
Обь	100	11	11	26	11	31
Енисей	100	12	14	12	44	18
Сыр-Дарья	100	14	—	12	10	64

Некоторыми водохранилищами затопляются торфяники. Это приводит не только к потерям самого торфа как топлива, удобрения, химического сырья, но и причиняет подчас большие неудобства при эксплуатации: всплывающие торфяные поля забивают решетки ГЭС, мешают судоходству и т. п. В частности, такие трудности встретились в первые годы эксплуатации Рыбинского водохранилища.

Особое внимание при выборе мест под водохранилища надо уделить тому, чтобы в зоны водохранилищ не попали месторождения ценных

руд или горючих ископаемых. Так, открытие месторождения цветных металлов в районе устья Ангары привело к пересмотру схемы энергетического использования этого участка реки; основной вопрос, от которого зависит создание в низовьях Оби крупнейшего водохранилища и гидроэлектростанции,— экономика газодобычи и нефтедобычи из мощных месторождений природного газа и нефти в зоне постоянного затопления.

Воздействие водохранилища на *населенные пункты* многообразно. Речные долины, которые служат ложем создаваемых водохранилищ, в большинстве районов СССР лучше освоены в хозяйственном отношении и плотнее заселены, чем водоразделы. Это объясняется рядом исторических, природных и экономических факторов. Обычно населенные пункты занимают надпойменные террасы. Реже они располагаются в пойме или на коренном берегу. Крупные города в зону затопления водохранилищами, как правило, не попадают, так как именно они наряду с геологическими, топографическими и некоторыми другими условиями определяют выбор створов и подпорных отметок гидроузлов.

Условия затопления[1] территории городов Абакана, Минусинска и других во многом определили подпорную отметку строящегося Красноярского гидроузла, затопления в районах городов Казани и Ульяновска — выбор НПУ Куйбышевского водохранилища, нарушения в Киеве — выбор подпорной отметки Каневской ГЭС, нарушения в Горьком — выбор подпорной отметки Чебоксарской ГЭС и т. д.

Большое количество населенных пунктов и дворов попадает обычно в зону подтопления. Населенные пункты, располагающиеся вдоль бровки речных террас, обычно сложенных легко размываемыми породами, попадают в зону переработки берегов. Так, на Каховском водохранилище в этой зоне оказалось около 100 населенных пунктов, на Горьковском водохранилище — более 60 и т. д. Затраты на перенос строений и сооружений в период строительства гидроузла могут быть рассредоточены за счет осуществления части мероприятий после заполнения водохранилища. До момента наполнения водохранилища целесообразно, очевидно, переносить на новые места только те строения, которые будут находиться под угрозой обрушения и подтопления в ближайший период после наполнения.

Дальнейший перенос строений из зон переработки берегов и подтопления следует осуществлять по мере наступления действительной необходимости.

Влияние водохранилищ на различные стороны хозяйства не ограничивается районом самой акватории. Регулирование стока вносит изменения в природную и хозяйственную обстановку в долине реки ниже водохранилища. Так, влияние Рыбинского водохранилища на сток Волги проявляется на участке г. Рыбинск — устье р. Камы длиной более 1000 *км*. Водохранилище срезает пики половодий повторяемостью 1 раз в 1000 лет с 13 000 до 8600 *м*^{3}/*сек*, а повторяемостью 1 раз в 10 лет — с 9600 до 3000 *м*^{3}/*сек*, т. е. более чем втрое. В результате максимальные уровни воды на Волге у Ярославля снижаются по сравнению с естественными; соответственно отпадает угроза наводнений. Меженные расходы в Волге ниже Рыбинского гидроузла в навигационный период увеличились более чем вдвое, в соответствии с чем уровни воды в этот период поднялись до г. Горького на 1,5 *м* и ниже, до устья Камы,— на 0,5 *м*.

---

[1] Когда говорят о затоплении населенных пунктов, промышленных предприятий, дорог и т. д., то речь идет о затоплении территории, на которой они располагаются; сами же объекты до затопления выносятся за пределы этой зоны или сносятся.

Куйбышевское, Рыбинское и другие водохранилища в бассейне Волги вносят радикальные изменения в режим реки на всем ее протяжении до устья: уменьшаются расходы воды и снижаются ее уровни в половодья (что особенно резко проявляется в низкие и средние половодья), вдвое и больше повышаются низкие расходы воды зимой и летом.

Как уже отмечалось, в нижнем бьефе Цимлянского водохранилища наинизшие среднемесячные меженные расходы, падавшие в естественных условиях до 100—70 *м*³/*сек*, в настоящее время подавляющую часть навигационного времени составляют 580 *м*³/*сек*, не опускаясь даже в случае сильного маловодья ниже 400 *м*³/*сек*, соответственно гарантированные судоходные глубины возросли (при участии землечерпания) с 0,9 до 3 *м* и даже несколько более.

Влияние водохранилища на регулирование стока вниз по течению реки ослабевает и постепенно исчезает. Это обусловливается прежде всего нарастанием боковой приточности.

В результате снижения половодных уровней уменьшается или прекращается полностью ежегодное затопление части площади пойменных заливных лугов, отличающихся, как правило, более высокой продуктивностью и лучшим качеством получаемых кормов, чем суходольные луга. Наоборот, большое повышение зимних расходов воды вызывает в ряде случаев в условиях речных русел, скованных льдом, резкое повышение уровней и своего рода зимние наводнения.

В особом положении находится рыбное хозяйство, на специфике которого мы уже останавливались в главе IX. Строительство гидроузлов и образование водохранилищ оказывают, как отмечалось, и отрицательное, и положительное влияние на рыбное хозяйство. Гидроузлы, расположенные в низовьях и на средних участках рек, создают препятствия для прохода рыб к местам нереста; регулирование стока ведет к уменьшению затопляемой весенними водами площади естественных нерестилищ полупроходных рыб; из-за уменьшения биогенного стока обедняется кормовая база промысловых рыб в низовьях рек и в приустьевых районах морей.

С другой стороны, водохранилища создают условия для направленного формирования промыслового рыбного стада путем зарыбления водохранилищ молодью промысловых рыб, а также путем акклиматизации ценных видов рыб.

Кормность водохранилищ, как правило, очень высока, так как ими затопляются значительные площади плодородных земель и в них задерживаются питательные вещества, поступающие с водосборного бассейна; в связи с этим общие запасы корма для рыбы значительно увеличиваются, а рост рыб в водохранилищах происходит более высокими темпами, чем в естественных водоемах. Производительность труда рыбаков на водохранилищах значительно выше, чем на реках в естественном состоянии. По данным Л. И. Денисова и А. И. Исаева [11], годовой вылов рыбы на одного рыбака на Рыбинском, Угличском и Иваньковском водохранилищах составляет 35—70 *ц*, а до создания водохранилищ составлял 9—14 *ц*. На среднем и нижнем течении Волги вылов рыбы на одного рыбака намечается повысить с 20—35 *ц* в естественных условиях до 90—135 *ц* в зарегулированных. Добыча рыбы в водохранилищах требует наименьших капиталовложений (50—100 руб. на 1 *ц* вылавливаемой рыбы) даже по сравнению с морским рыболовством (100—150 руб. на 1 *ц*). Более подробное освещение вопросов, связанных с водохранилищами, можно найти, например, в книге А. Б. Авакяна и В. А. Шарапова [7], где приведено также большое количество литературных источников.

ПОДГОТОВКА ВОДОХРАНИЛИЩ

Затраты на подготовку водохранилищ составляют от нескольких до 40—50% общей стоимости строительства гидроэлектростанций. Для иллюстрации ниже приведен удельный вес затрат по водохранилищам в общей сумме затрат по некоторым гидроэлектростанциям Волжско-Камского каскада:

Водохранилища	Удельный вес затрат, %	Водохранилища	Удельный вес затрат, %
Иваньковское	40,0	Волгоградское	12,0
Рыбинское	41,7	Пермское	24,0
Горьковское	24,2	Воткинское	23,1
Куйбышевское	16,7		

Подготовка водохранилищ подразделяется на три группы работ:

а) мероприятия по ликвидации нарушений, вносимых при создании водохранилищ в хозяйственную жизнь районов;

б) мероприятия, необходимые для наиболее полного и рационального использования водохранилищ различными отраслями народного хозяйства и

в) сопутствующие мероприятия.

В интересах населения и ряда отраслей хозяйств проводятся санитарная подготовка зоны водохранилища и лесоочистка — вырубка мелколесья, кустарника и т. п. Другие же мероприятия проводятся в интересах отдельных отраслей народного хозяйства, например, сводка деловой древесины, транспортное и рыбохозяйственное освоение водохранилищ, сельскохозяйственное использование мелководий и др. Состав и объем мероприятий по санитарной подготовке водохранилищ определяются требованиями, изложенными в «Санитарных правилах по подготовке ложа водохранилищ и каналов к затоплению и санитарной охране их». На основе этих правил по каждому водохранилищу разрабатываются технические условия на подготовку ложа, в которых учитываются местные природные и экономические условия и характер будущего использования водохранилища.

В состав работ по санитарной подготовке водохранилищ входят: санитарная очистка территории после переноса населенных пунктов, животноводческих ферм, промышленных предприятий и мест специфического загрязнения; подготовка прибрежных участков возле населенных пунктов — так называемых санитарных зон; общая очистка ложа водохранилищ от древесной и кустарниковой растительности путем ее вырубки или применения гербицидов и др. Ряд дополнительных мероприятий проводится на берегах водохранилищ, имеющих питьевое назначение. Их берега подлежат облесению. Вдоль береговой полосы устанавливаются зоны санитарной охраны, в пределах которых запрещается всякое строительство, кроме строительства водопроводных сооружений.

К мероприятиям по предотвращению и ликвидации нарушений, вносимых водохранилищами в хозяйственную жизнь, принадлежат: инженерная защита объектов, вынос их из зоны затопления, переустройство частично затрагиваемых объектов, строительство новых аналогичных объектов; переселение людей и организационно-хозяйственное устройство землепользователей в новых условиях; организация новых или расширение существующих населенных пунктов взамен выносимых из зоны водохранилища: обеспечение условий для разработки находящихся в зоне водохранилищ месторождений полезных ископаемых; сохранение исторических и архитектурных памятников.

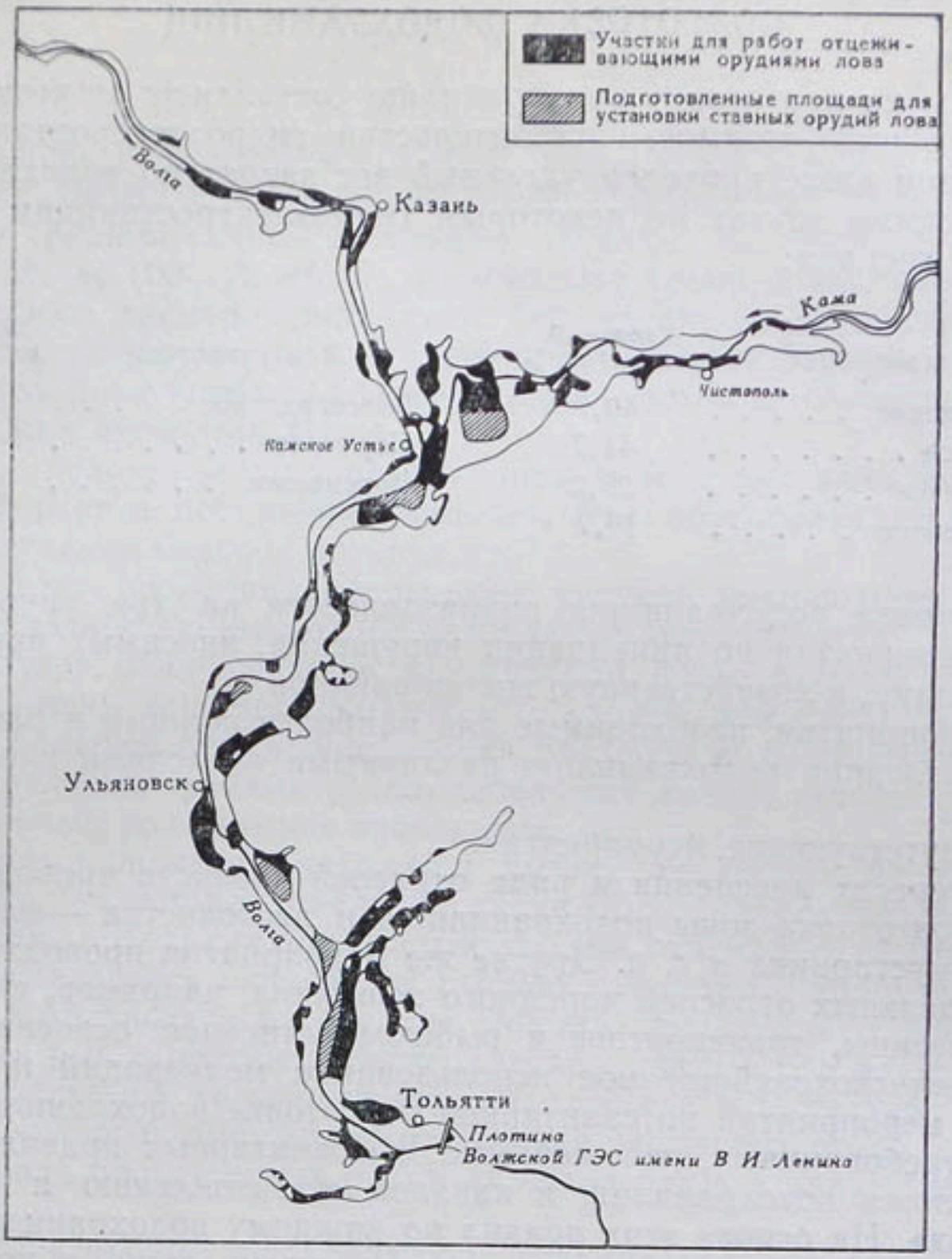


Рис. X.6. План Куйбышевского водохранилища с рыбопромысловыми участками в границах, принятых под затопление

Инженерная защита направлена на защиту территории или отдельных объектов от затопления, подтопления и переработки берегов. Основными видами ее являются:

а) обвалование территории, отвод с этой территории поверхностных вод, борьба с повышением уровня грунтовых вод. При концентрации ценных объектов на сравнительно небольшой территории инженерная защита, как правило, требует меньше капиталовложений по сравнению с переносом и восстановлением строений и сооружений;

б) укрепление берегов и откосов земляных сооружений, устройство волноломных сооружений;

в) дренаж (осушение) территорий, на которых ожидается недопустимое повышение уровня грунтовых вод;

г) вертикальная планировка прибрежной зоны и берегов водохранилища.

В некоторых случаях инженерная защита — практически единственно возможное мероприятие. Так бывает, например, когда в зону затопления попадают какие-либо уникальные объекты, которые на новом месте восстановить невозможно (архитектурные памятники, минеральные источники, месторождения полезных ископаемых и др.).

Для рыбохозяйственного использования водохранилищ в период подготовки их ложа к затоплению производится подготовка рыбопромысловых (тоневых) участков для активного и пассивного рыболовства (рис. X.6). Эти участки очищаются в соответствии с техническими условиями подготовки ложа водохранилищ к затоплению. Чтобы не было гибели рыбы в водоемах, отшнуровывающихся при сработке уровня водохранилища, водоемы соединяются каналами с русловой его частью. В период наполнения водохранилищ проводится зарыбление водоемов молодью и производителями ценных промысловых рыб, организуются нерестово-вырастные хозяйства для выращивания молоди и т. п.

В целях сохранения проходных и полупроходных рыб сооружаются в плотинах рыбоходы, а также рыбоподъемники для пропуска рыб в верхний бьеф, или же в нижних бьефах гидроузлов в целях выращивания молоди ценных промысловых рыб сооружаются рыбоводные заводы и рыбопитомники.

Мероприятия по ликвидации нарушений, возникающих в сельском хозяйстве в связи с изъятием земель, должны обеспечить организационно-хозяйственное устройство в новых условиях населения, занятого в сельском хозяйстве, и возмещение сельскохозяйственной продукции, теряемой народным хозяйством.

При проведении земельно-хозяйственного устройства населения предусматриваются интенсификация хозяйства на остающихся землях; освоение новых земель, требующих наименьших затрат (распашка целинных и залежных земель и т. п.); мелиорация земель. В некоторых случаях применяется доприселение отдельных хозяйств колхозников и целых колхозов к многоземельным колхозам с недостатком рабочей силы или дальнее переселение (за пределы своей области или края).

Особое значение в лесных районах приобретает заблаговременная и хорошо организованная сводка и переработка делового леса, растущего в зоне предстоящего затопления.

Затопление сельскохозяйственных земель и лесных угодий и связанные с ним мероприятия по организационно-хозяйственному устройству населения, по возмещению сельскохозяйственной продукции, лесосводке и лесоочистке относятся к числу наиболее сложных и тяжелых проблем гидротехнического строительства.

Использование земельной площади под водохранилища гидроэлектростанций, оросительных систем, систем водоснабжения является одним из видов ее производственного использования, таким же, как, например, использование земель под сельскохозяйственные культуры, под строительство заводов, железных дорог и т. п. Взамен продукции сельского хозяйства с этой площади получают продукцию в виде электроэнергии, рыбы, сельскохозяйственной продукции с орошаемых и обводняемых земель, с пойменных земель нижнего бьефа, избавляемых от наводнений, дополнительных объемов воды для работы промышленных предприятий и т. д. Затопляемая площадь продолжает участвовать в расширенном воспроизводстве, но в другом производственном комплексе. Потеря сельскохозяйственной продукции, как следствие создания водохранилищ, не может рассматриваться изолированно от всех факторов, связанных с сооружением гидроузлов. Только сопоставив все положительные и отрицательные последствия создания водохранилищ с учетом конкретных природно-географических и экономических условий района, можно прийти к правильному выводу об экономическом эффекте использования территории. При всем этом необходимо самое бережное отношение к земельным фондам при создании водохранилищ.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ О ВОДОХРАНИЛИЩАХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СССР

По морфометрическому признаку, определяющему в свою очередь ряд других, связанных с ним характеристик, водохранилища гидроэлектростанций можно разделить на четыре основные типа [1]: 1) равнинные водохранилища; 2) водохранилища предгорных и плоскогорных областей; 3) озерные водохранилища, создаваемые в результате подпора озер; 4) горные водохранилища.

Для равнинных водохранилищ характерно следующее: а) значительная площадь зеркала и площадь затопления земель, исчисляемая для крупных и средних водохранилищ десятками и сотнями тысяч гектаров при относительно небольшой максимальной и средней глубине. Максимальная глубина равнинных водохранилищ чаще всего бывает до 30 *м* (Цимлянского и Волгоградского — около 30 *м*, Воткинского — около 25 *м*), средняя глубина 5—10 *м*; сработка 3—7 *м*; сработка на большую глубину при сравнительно небольшом подпоре вызывает значительные потери напора и мощности. Некоторые водохранилища сравнительно небольшого объема (Днепровское, Днепродзержинское, Саратовское, Волгоградское) при каскадном использовании рек не срабатываются вообще или имеют очень незначительную сработку перед самым половодьем; б) затопление во многих случаях хорошо освоенных территорий и соответственно относительно большие затраты по компенсации ущербов от затоплений и т. п.; в) значительное уменьшение площади при понижении уровня, в результате чего условия хозяйственного использования водохранилища сильно изменяются; так, площади Цимлянского, Рыбинского, Каховского, Куйбышевского водохранилищ при сработке уменьшаются в 1,5—2 раза; г) относительно интенсивные процессы переработки берегов, сложенных большей частью рыхлыми размываемыми породами. Также широко распространены здесь процессы повышения уровня грунтовых вод и подтопления различных народнохозяйственных объектов.

Водохранилища предгорных и плоскогорных областей имеют много общих черт с равнинными. К этому типу относится большинство водохранилищ Восточной Сибири и Дальнего Востока и некоторые водохранилища Урала, Кавказа, Средней Азии (Братское, Красноярское, Зейское, Мингечаурское и др.). Основными отличительными особенностями этого типа водохранилищ являются: а) бóльшая, как правило, максимальная (до 70—100 *м* и более) и средняя глубины (до 35 *м*), так как топографические и геологические условия позволяют в большинстве случаев создавать в этих районах гидростанции с большими напорами, соответственно с большой глубиной сработки (до 10—20 *м* и более); б) меньшая, как правило, интенсивность процессов переработки берегов и подтопления, поскольку берега многих водохранилищ этого типа сложены прочными и водонепроницаемыми скальными породами; в) относительно большие размеры нарушений в хозяйстве районов, так как населенные пункты, предприятия и пути сообщения в предгорных и плоскогорных районах в основном приурочены к долинам рек. Однако абсолютные размеры затопления различных народнохозяйственных объектов по сравнению с равнинными водохранилищами не очень значительны в связи с меньшей хозяйственной освоенностью и более редким заселением;

Основные особенности озерных водохранилищ таковы: а) значительная площадь водного зеркала и относительно небольшая площадь затоплений; водохранилища Верхне-Свирской, Иркутской и Бухтарминской гидроэлектростанций, включающие соответственно озера Онежское,

---

[1] Классификация разработана А. Б. Авакяном и В. А. Шараповым [7].

Байкал и Зайсан, относятся к крупнейшим в СССР (площадь затоплений в процентах к площади водного зеркала составляет по указанным водохранилищам соответственно 6,5; 4,4 и 60,4); б) значительные глубины, что объясняется большой глубиной многих озер, оказавшихся в подпоре от гидроэлектростанций; в) наименьшая по сравнению с другими типами водохранилищ глубина сработки, так как во многих случаях большая площадь водного зеркала обеспечивает получение необходимого полезного объема при относительно небольшой сработке;

г) сравнительно небольшие изменения площади зеркала водохранилищ при сработке; относительно слабое в большинстве случаев нарушение хозяйства районов в связи с небольшим подъемом уровня озера и расположением водохранилищ этого типа преимущественно в сравнительно малозаселенных и освоенных районах.

Основные черты горных водохранилищ следующие: а) сравнительно небольшие площади водного зеркала и затопления земель, что обусловливается топографическими условиями местности; относительно меньшее чем на прочих водохранилищах изменение площади при сработке вследствие большой крутизны склонов; б) большие глубины, так как в горах имеются благоприятные условия для получения на гидростанциях больших напоров путем создания высоких плотин (понятно, что это положение нельзя рассматривать как общее правило — в горах имеется ряд водохранилищ со сравнительно небольшой глубиной); в) наибольшая по сравнению с другими типами водохранилищ глубина сработки. Сравнительно редкие в горах благоприятные условия для создания емких водохранилищ и командное по отношению к лежащему ниже каскаду их расположение вызывают стремление в наибольшей степени использовать имеющиеся возможности для регулирования стока, а относительно ограниченные площади водного зеркала приводят соответственно к глубоким сработкам; г) отсутствие, как правило, значительной переработки и подтопления берегов, сложенных прочными водоупорными скальными породами; д) относительно небольшие абсолютные размеры нарушений хозяйственной жизни районов; однако вследствие расположения освоенных участков земель в основном на террасах, вблизи реки, с созданием водохранилищ связано обычно полное затопление территорий небольших населенных пунктов, железных и автогужевых дорог и т. д.; е) более интенсивные процессы заиления в связи с большим объемом твердого стока горных рек.

Ниже приводятся материалы по 79 водохранилищам действующих ГЭС и по 28 водохранилищам строящихся ГЭС [1]. На эти водохранилища приходится свыше 99% общей площади водного зеркала водохранилищ всех действующих и строящихся районных гидроэлектростанций.

Для удобства рассмотрения водохранилища этих гидроэлектростанций разделены с известной долей условности на следующие категории: крупнейшие (с площадью зеркала свыше 5000 $км^2$), крупные (1000—5000 $км^2$), средние (100—1000 $км^2$), небольшие (10—100 $км^2$) и малые (менее 10 $км^2$) [2]. Распределение водохранилищ по указанным категориям приводится в табл. X. 2. Все эти водохранилища образованы плотинами, перегораживающими долины. В отдельных, очень редких случаях для создания водохранилищ используются естественные котловины, расположенные в стороне от русла реки, требующие частичного обвалования. Таковы, например, строящееся на Верхней Кубани так называемое Большое водохранилище, призванное регулировать сток р. Кубани для

[1] Эта работа проведена А. Б. Авакяном совместно с В. А. Шараповым.

[2] Водохранилища сельских гидроэлектростанций и гидроэлектростанций промышленных предприятий, а также водохранилища, не имеющие в своем составе ГЭС, в подавляющем большинстве относятся к категории малых и в настоящей работе не рассматриваются. Их доля в общей площади водного зеркала водохранилищ страны не превышает 3—5%.

Группировка водохранилищ действующих и строящихся

Группировка	Площадь зеркала, км²	Количество		Площадь
		число	к общему количеству, %	км²
Крупнейшие	более 5000	5	4,6	58 793
Крупные	5000—1000	21	19,7	45 684
Средние	1000—100	22	20,6	10 225
Небольшие	100—10	31	28,9	1 021
Малые	менее 10	28	26,2	116
Итого . . .		107	100,0	115 839

Распределение водохранилищ действующих и строящихся

Речной бассейн	Водохранилища действующих								
	число	%	площадь зеркала, км²	%	площадь затопления, км²	%	полный объем, км³	%	полезный объем, км³
Волжско-Камский . . .	17	21,5	21 420	23,0	17 273	43,0	162,6	25,7	83,7
в том числе:									
Волжский	12	15,2	18 201	19,5	14 569	36,3	133,5	21,1	64,8
Камский	5	6,3	3 219	3,5	2 704	6,7	29,1	4,6	18,9
Днепровский	4	5,1	5 384	5,8	4 774	11,9	37,5	5,9	17,2
Донской	2	2,5	2 822	3,0	2 746	6,9	24,4	3,9	12,0
Невский	7	8,9	11 152	12,0	816	2,0	22,0	3,5	21,3
Ковдинский	3	3,8	2 814	3,0	587	1,5	18,7	3,0	11,6
Нижне-Выгский	6	7,6	2 113	2,3	191	0,5	28,8	4,5	5,1
Нивский	3	3,8	896	1,0	98	0,2	11,3	1,8	3,8
Туломский	2	2,6	782	0,8	638	1,6	11,9	1,9	3,9
Западно-Двинский . . .	1	1,2	24	0,03	15	0,04	0,1	0,02	0,1
Куринский	4	5,1	693	0,8	657	1,6	16,7	2,6	7,0
Обско-Иртышский . . .	5	6,3	6 724	7,2	4 329	10,8	63,4	10,0	36,2
Енисейско-Ангарский	2	2,6	37 145	39,8	6 795	17,0	225,1	35,6	96,0
Ленский	1	1,2	11	0,01	10	0,02	0,2	0,03	0,1
Амурский	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Сыр-Дарьинский	3	3,8	565	0,6	544	1,4	4,6	0,7	2,6
Аму-Дарьинский	1	1,2	8	0,001	7	0,02	0,1	0,01	—
Прочие	18	22,8	685	0,7	610	1,5	5,6	0,9	3,0
Итого . .	79	100	93 238	100	40 090	100	633,0	100	303,6

Таблица X.2

гидроэлектростанций по площади водного зеркала

зеркала	Площадь затопления		Объем			
			полный		полезный	
к сумме площадей зеркала водохранилищ, %	км²	к сумме площадей затопления, %	км³	к сумме полных объемов, %	км³	к сумме полезных объемов, %
50,8	15 788	26,5	353,6	35,4	179,1	39,5
39,4	36 593	61,3	476,0	47,6	199,6	44,0
8,8	6 532	10,9	144,6	14,4	63,4	14,0
0,9	716	1,2	23,6	2,4	11,0	2,4
0,1	85	0,1	1,4	0,1	0,4	0,1
100,0	59 714	100,0	1011,8	100,0	453,5	100,0

гидроэлектростанций по речным бассейнам

Таблица X.3

ГЭС	Водохранилища строящихся ГЭС									
%	число	%	площадь зеркала, км²	%	площадь затопления, км²	%	полный объем, км³	%	полезный объем, км³	%
27,6	2	7,2	4 255	18,8	3 069	15,6	26,4	7,2	4,4	2,9
21,3	1	3,6	1 950	8,6	1 186	6,0	13,4	3,6	—	—
6,3	1	3,6	2 305	10,2	1 883	9,6	13,0	3,6	4,4	2,9
5,7	2	7,2	1 597	7,1	1 580	8,1	6,7	1,8	2,0	1,3
3,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,7	1	3,6	81	0,4	40	0,2	0,2	0,06	—	—
1,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,01	1	3,6	47	0,2	26	0,1	0,6	0,2	0,2	0,1
2,3	4	14,2	8	0,04	8	0,04	0,2	0,06	0,1	0,07
11,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31,6	4	14,2	6 155	27,2	5 176	26,4	186,7	51,0	63,2	42,2
0,02	1	3,6	2 010	8,9	1 842	9,4	30,2	8,2	19,0	12,7
—	1	3,6	2 740	12,1	2 602	13,3	68,4	18,7	32,1	21,4
0,9	4	14,2	4 912	21,7	4 846	24,7	26,7	7,3	19,9	13,3
—	4	3,6	98	0,4	78	0,4	10,5	2,9	4,5	3,0
1,0	7	25,0	698	3,1	357	1,8	9,6	2,6	4,5	3,0
100	28	100	22 601	100	19 624	100	366,2	100	149,9	100

ирригации и частью для гидроэнергетики, Хауз-Ханское водохранилище на Каракумском канале для сбережения воды, поступающей по каналу в зимнее время, и использования ее в период вегетации и некоторые др

Общие данные по водохранилищам гидроэлектростанций СССР приводятся в табл. X.3.

Площадь затопления водохранилищ действующих гидроэлектростанций в 2,5 раза, а суммарная площадь затопления водохранилищ действующих и строящихся гидроэлектростанций в 2 с лишним раза меньше площади зеркала этих водохранилищ, так как в последнюю вошла площадь таких крупных озер, как Байкал, Онежское, Имандра, Зайсан, Выг, Ковдозеро, Пя-озеро, Топ-озеро, Сег-озеро и ряда др.

Таблица X.4

Распределение водохранилищ действующих и строящихся гидроэлектростанций по крупным экономическим районам СССР

Район	Действующие			Строящиеся		
	число	площадь зеркала, км²	полезный объем, км³	число	площадь зеркала, км²	полезный объем, км³
Северо-Западный	26	19 646	47,9	4	650	1,7
Центральный и Волго-Вятский	8	6 766	19,0	—	—	—
Поволжский	4	9 885	44,8	2	4 255	4,4
Северо-Кавказский	6	2 737	11,5	2	102	1,8
Уральский	7	3 476	20,8	—	—	—
Западно-Сибирский	1	1 070	4,40	—	—	—
Восточно-Сибирский	3	37 156	96,1	4	6 155	63,2
Дальневосточный	—	—	—	2	4 750	51,1
Районы Украины и Молдавская ССР	7	5 576	17,9	2	1 597	1,9
Прибалтийский	3	92	0,3	1	47	0,2
Закавказский	8	724	7,2	6	32	1,2
Среднеазиатский	4	573	2,6	4	419	19,7
Казахстанский	2	5 537	31,1	1	4 594	4,7
Итого	79	93 238	303,6	28	22 601	149,9

Таблица X.5

Распределение водохранилищ по природным зонам

Зона	Действующие			Строящиеся		
	число	площадь зеркала, км²	полезный объем, км³	число	площадь зеркала, км²	полезный объем, км³
Тундра и лесотундра	2	43	0,3	1	26	—
Лесная зона	48	73 412	217,1	13	14 811	122,2
в том числе:						
подзона хвойных лесов	34	64 979	171,3	9	11 529	103,7
подзона смешанных и лиственных лесов	14	8 433	45,8	4	3 282	18,5
Лесостепь	3	3 330	13,4	2	739	0,8
Степь	10	9 644	32,0	1	1 950	—
Полупустыня	4	6 154	37,5	—	—	—
Пустыня	2	561	2,6	1	4 594	4,7
Горные области	10	94	0,7	10	481	22,2
Итого	79	93 238	303,6	28	22 601	149,9

Таблица X.6

Водохранилище	Река	Местоположение створа гидроузла	Напор максимальный, м	Среднегодовой сток, км³	Объем водохранилища, км³		Полезный объем, % к среднему стоку	Площадь водного зеркала при НПУ, км²	Средняя глубина, м	Основное назначение *	Год начала эксплуатации
					полный	полезный					
Рыбинское	Волга	Выше г. Рыбинска	18,0	32,6	25,42	14,42	44,2	4550	5,6	Тр, Э, Р, Л	1941
Куйбышевское	»	Выше г. Куйбышева . . .	28,0	241,0	58,00	34,60	14,4	6500	8,9	Э, Тр, И, Л	1955
Волгоградское	»	Выше г. Волгограда . . .	25,0	250,0	32,10	8,30	3,3	3165	10,1	Э, Тр, И, Л	1959
Цимлянское	Дон	Ростовская область, станица Цимлянская	26,6	21,0	23,85	11,50	54,8	2700	8,8	И, Тр, Э, Р, Л	1952
Братское	Ангара	г. Братск	106,0	91,7	179,10	50,00	54,5	5500	32,6	Э, Тр, Л	1961
Красноярское	Енисей	Выше г. Красноярска . . .	101,0	88,3	73,30	30,40	34,4	2130	34,4	Э, Тр, Л	1967**
Бухтарминское	Иртыш	Выше г. Усть-Каменогорска	64,7	18,7	53,00	31,00	166,0	5500	9,6	Э, В, И, Тр	1960
Кременчугское	Днепр	Выше г. Кременчуга . . .	16,7	48,1	13,52	8,97	18,6	2252	6,0	И, Э, Тр, В	1959
Мингечаурское	Кура	Выше г. Евлах	65,0	12,5	16,07	8,30	66,4	606	26,6	И, Э, Бн, Тр	1953
Нурекское	Вахш	Таджикская ССР	275,0	20,3	10,50	4,50	22,2	98	107,2	И, Э, Тр	1970 **

* Э — энергетика, И — ирригация, Тр — водный транспорт, Р — рыбное хозяйство, В — водоснабжение, Л — лесосплав, Бн — борьба с наводнениями.
** По плану.

Географическое размещение существующих и создаваемых водохранилищ характеризуется данными, приведенными в табл. X.4 и X.5. В табл. X.6 приводятся данные по некоторым водохранилищам действующих и строящихся гидроэлектростанций.

Благодаря более высоким напорам относительные площади затопления у большинства намечаемых к созданию в перспективе водохранилищ значительно меньше, чем у водохранилищ, построенных и строящихся. Так, затопление земель из расчета на 1 млн. *квт·ч* годовой выработки электроэнергии при создании Днепровского и Волжско-Камского каскада составляет от 50 до 200 *га*, а по Ангаро-Енисейскому каскаду — около 15 *га*, т. е. в 3—15 раз меньше.

В результате сдвига гидроэнергостроительства в менее освоенные в хозяйственном отношении и менее населенные таежные районы Сибири, Дальнего Востока и севера Европейской части СССР и в горные районы Кавказа, Средней Азии, Саян, Алтая уменьшаются также абсолютные и относительные размеры затопления ценных земель, населенных пунктов и других народнохозяйственных объектов. Так, по сравнению с водохранилищами Днепровского каскада затопление дворов водохранилищами Ангаро-Енисейского каскада в расчете на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии в 35—40 раз меньше.

Таблица X.7

Водохранилища ГЭС	Затопление земель на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии, *га*	Затопление сельскохозяйственных земель на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии, *га*	Число переносимых дворов на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии, ед.	Затраты, связанные с созданием водохранилища на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии, тыс. руб.
Действующих	36,9	18,2	2,4	12,7
Строящихся	29,1	12,4	1,6	11,0
Перспективных:				
энергетического значения . . .	4,4	3,3	0,1	2,0
комплексного значения (без Нижне-Обской)	26.2	6,1	0,6	5,7

Строительство ГЭС на таких горных реках, как Вахш, Ингури, Сулак, Катунь, также вызывает весьма незначительные нарушения в народном хозяйстве. Размеры затопления земель, относимые на единицу мощности и выработки ГЭС, вследствие малой хозяйственной освоенности высокогорных долин, в десятки и сотни раз меньше, чем при создании водохранилищ на равнинных реках.

В перспективе значительно снижаются затраты по подготовке водохранилищ. Общие тенденции улучшения технико-экономических показателей по водохранилищам перспективных ГЭС видны из данных, приводимых в табл. X.7.

ЛИТЕРАТУРА

1. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Водохозяйственные расчеты (Регулирование речного стока, водохозяйственные и водноэнергетические расчеты). Гидрометеоиздат, 1952.
2. Основные вопросы планирования единой энергетической системы СССР. Коллектив авторов Энергетического института имени Г. М. Кржижановского. Изд-во АН СССР, 1959.
3. С. Н. Крицкий, М. Ф. Менкель. Нормирование обеспеченности и технология использования водной энергии. Проблемы регулирования речного стока, вып. 7. Изд-во АН СССР, 1958.

4. Гидрология и водное хозяйство Волго-Дона. Под ред. С. Н. Крицкого и М. Ф. Менкеля. Госэнергоиздат, 1960.
5. Волжский и Камский каскады гидроэлектростанций. Под ред. Г. А. Руссо. Госэнергоиздат, 1960.
6. Волжская ГЭС имени В. И. Ленина, т. I. Описание сооружений гидроузла. Коллектив авторов Всесоюзного ордена Ленина института «Гидропроект» имени С. Я. Жука. Госэнергоиздат, 1963.
7. А. Б. Аваkян, В. А. Шарапов. Водохранилища гидроэлектростанций СССР. Госэнергоиздат, 1962.
8. А. Б. Аваkян. Значение водохранилищ гидроэлектростанций для различных отраслей народного хозяйства. «Гидротехническое строительство», 1961, № 4.
9. В. В. Богатырев. Инженерная защита в зонах водохранилищ крупных гидроэлектростанций. Госэнергоиздат, 1958.
10. А. П. Борисов, В. М. Чистяков. Городское хозяйство в зоне водохранилищ. Изд-во Министерства коммунального хозяйства РСФСР. М., 1960.
11. Л. И. Денисов, А. И. Исаев. Рыбохозяйственное использование водохранилищ. Пищепромиздат, 1957.
12. С. М. Драчев. Водохранилища и каналы как источники хозяйственно-питьевого водоснабжения. Медгиз, 1956.
13. В. В. Звонков. Комплексное использование водных ресурсов в речных бассейнах СССР. Изд-во АН СССР, 1957.
14. Н. В. Зотов, Н. С. Зактрегер. Лесосплав в условиях крупных водохранилищ Камы и Волги. Пермское кн. изд-во, 1958.
15. С. С. Катышев. Транспортное значение водохранилищ. Водтрансиздат. М., 1954.
16. И. А. Лифанов. Организация чаши водохранилища (затопления и подтопления в гидротехническом строительстве). Госэнергоиздат, 1946.

Глава одиннадцатая

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Использование гидроэнергетических ресурсов на территории СССР практически было начато лишь после Октябрьской революции. До 1917 г. использование их в стране было совершено ничтожным: суммарная годовая выработка электроэнергии на всех гидроэлектростанциях не превышала 40 млн. *квт·ч*, а установленная мощность — 16 тыс. *квт*, при этом было всего две гидроэлектростанции мощностью свыше 1 тыс. *квт*: Гиндукушская на р. Мургаб в Туркменистане мощностью 1,3 тыс. *квт* и Алавердинская на р. Дебет в Армении мощностью 1,1 тыс. *квт*. В основном же в эксплуатации находились мелкие гидроэлектростанции мощностью около 25—30 *квт*.

Для сопоставления укажем, что в США в 1917 г. суммарная мощность гидростанций превышала 3 млн. *квт*, а во всем мире мощность построенных гидростанций составляла 12 млн. *квт*.

Первым шагом к планомерному и широкому использованию гидроэнергетических ресурсов СССР явилось строительство Волховской ГЭС. Строительство этой ГЭС было начало еще в 1918 г. в период гражданской войны, в обстановке глубокой хозяйственной разрухи и острого недостатка самых необходимых материальных ресурсов. Ее назначением было усиление электроснабжения г. Петрограда и создание для его промышленности прочной и независимой от привозного топлива энергетической базы. Несколько позже, по окончании иностранной интервенции и гражданской войны, начинает развертываться гидроэнергетическое строительство и в других районах страны.

Основа к развернувшемуся широкому вовлечению в эксплуатацию гидроэнергетических ресурсов была заложена в 1920 г. разработкой плана электрификации РСФСР — плана ГОЭЛРО.

План ГОЭЛРО был не только планом строительства электростанций и электросетей; это был первый единый научно обоснованный народнохозяйственный план, в котором энергетика выступала в качестве основы развития всех других отраслей народного хозяйства. В этом плане электрификация рассматривалась как основа непрерывно обновляющейся техники производства и роста производительности общественного труда. Централизованное концентрированное производство электроэнергии выступало вместе с тем как движущая сила социалистического обобществления труда — концентрации и централизации, специализации и кооперирования во всех отраслях народного хозяйства. Это был ленинский план создания материальной основы социализма в нашей стране на базе ее электрификации.

Развитие энергетической базы страны было главным вопросом, стержнем этого плана, который выдвигал грандиозную по тому времени

программу энергетического строительства. На 10—15 лет намечалось строительство 30 электростанций общей мощностью 1750 тыс. *квт*, в том числе 20 тепловых мощностью 1100 тыс. *квт* и предусматривались широкие мероприятия по объединению электростанций и созданию районных энергетических систем (рис. XI. 1). План ГОЭЛРО предусматривал деление РСФСР на восемь экономических районов, для каждого из которых масштабы и задачи энергетики определялись, исходя из их экономических особенностей и характеристик энергетических ресурсов. Электростанции, намеченные в этих районах, были основой для их формирования. Таким образом, план ГОЭЛРО рассматривал энергетику в качестве районообразующего фактора, а также как основу для развития и создания производств, технология которых базируется в основном на широком использовании электрической энергии (например, производства алюминия, магния, ферросплавов и т. п.). Одновременно перед энергетикой ставились большие задачи и в области электрификации транспорта и сельского хозяйства.

Очень важны заложенные в плане принципы развития электроэнергетики, сохранившие свое значение и по настоящее время: опережающие темпы роста электроэнергетики, концентрация мощностей электростанций, централизация энергоснабжения, создание энергетических систем, широкое использование местных топливных ресурсов и широкое использование гидроэнергоресурсов с учетом их комплексного значения и регулирования стока.

По использованию гидроэнергетических ресурсов планом ГОЭЛРО были сформулированы следующие основные принципы:

а) сосредоточивать основное внимание на выдвижении наиболее экономичных гидроэнергоузлов, использующих наилучшие природные и строительные условия;

б) предусматривать комплексное использование водотоков и комбинировать использование гидротехнических сооружений для нескольких целей, чтобы стоимость их могла быть разложена на ряд взаимно связанных предприятий (использование водной энергии со шлюзованием реки, орошение и т. п.);

в) при проектировании гидроэнергоузлов стремиться к зарегулированию стока, добиваясь наилучших условий покрытия переменных нагрузок и выравнивания режима самого источника энергии;

г) стремиться по экономическим и энергетическим соображениям к строительству установок с высокими напорами;

д) предусматривать совместную параллельную работу тепловых и гидравлических электростанций в рамках создаваемых энергосистем.

Авторы плана ГОЭЛРО отмечали, что более низкая по сравнению с тепловыми станциями себестоимость энергии гидростанций и более высокая производительность труда связаны с более высокими затратами на единицу мощности или энергии, и поэтому в плане ГОЭЛРО имеется указание на необходимость сопоставления дополнительных капитальных вложений в строительство гидростанций с получаемым в результате этого снижением общественных издержек производства.

Указанные принципы наиболее рационального использования водной энергии соблюдались на всех последующих этапах развития советской гидроэнергетики.

В плане ГОЭЛРО в соответствии с указаниями В. И. Ленина была намечена широкая программа гидроэнергетического строительства: из общей мощности тепловых и гидравлических электростанций, намеченных к строительству по этому плану, почти 37% мощности приходилось на долю гидроэлектростанций. Перечень гидроэлектростанций, предусмотренных планом ГОЭЛРО, приведен в табл. XI. 1.

План ГОЭЛРО содержал также ряд указаний о путях дальнейшего гидроэнергетического строительства, выходившего за пределы рассматривавшегося периода. В частности, в нем давались рекомендации о возможности энергетического использования Туломы, Нивы, Ковды, Выга, Суны, Сухоны, Печоры, Наровы, Западной Двины, Уфы, Самура, Риона, Раздана, Иртыша, Ангары и ряда других рек.

Поскольку степень гидроэнергетической изученности ко времени составления плана ГОЭЛРО была весьма слабой, размещение и параметры некоторых из намеченных в нем ГЭС могли быть названы лишь ориентировочно и поэтому в процессе реализации в этот план вносились изменения.

План ГОЭЛРО успешно выполнялся. Уже в 1931 г., т. е. через 10 лет после его утверждения, установленная мощность районных электростанций составила 2105 тыс. *квт*, т. е. 60% общей мощности всех электростанций. К концу срока, установленного в плане ГОЭЛРО для первой очереди развития энергетического строительства (к 1935 г.), намеченные размеры освоения гидроэнергетических ресурсов были превзойдены более чем в 1,5 раза.

Таблица XI.1

Гидроэлектростанция	Мощность, тыс. *квт*	
	установленная	рабочая
Днепровская на порогах	230	200
Волховская	35	30
Верхне-Свирская	70	60
ГЭС на р. Чусовой	30	25
Нижне-Свирская	50	40
ГЭС на р. Терек	50	40
ГЭС в верховьях р. Кубани	50	40
ГЭС на р. Кубань, Краснодарская	25	20
Алтайская	50	40
Туркестанская	50	40
Итого	640	535

Одновременно с освоением энергетических ресурсов рек Волхова и Днепра в этот же период развернулось строительство ГЭС в районах Кольского полуострова и Карелии, на Кавказе и на Алтае. Здесь развитию гидроэнергетического строительства благоприятствовало то, что эти районы располагали достаточными запасами гидроэнергоресурсов, к эффективному использованию которых были большие возможности, при недостатке топливных ресурсов; в Средней Азии развернувшееся гидроэнергостроительство сочеталось с ирригационными задачами. По этим причинам гидроэнергостроительство продолжало развиваться здесь и в последующие периоды, вплоть до настоящего времени, в результате чего гидроэнергия заняла в энергобалансе этих районов весьма значительное, а в некоторых из них ведущее место.

Освоение гидроэнергоресурсов начало приобретать большие масштабы также и в других районах с напряженным топливным балансом: в районах Центра, Поволжья и Урала.

Народнохозяйственное значение гидроэнергостроительства заключалось также и в том, что оно решало задачу комплексного освоения водотоков, и в особенности в сочетании энергетики с водным транспортом и ирригацией. Наконец, важной задачей, стоявшей перед развертывающимся гидроэнергостроительством являлось сооружение гидроэлектростанций, которые могли бы явиться основой для формирования крупных энергетических систем.

В результате развернувшегося в разных районах страны гидроэнергетического строительства годовая выработка электроэнергии на гидростанциях уже в 1928 г. увеличилась против 1917 г. в 10 раз при общем увеличении выработки электроэнергии на всех электростанциях страны в 2 раза.

К этому времени в разных районах страны был построен ряд крупных по тому времени гидростанций, в том числе Волховская и Земо-Авчальская.

Дальнейший, более значительный сдвиг в развитии гидроэнергетики наступил в то время, когда было начато осуществление первых пятилетних планов развития народного хозяйства. К концу 1940 г. выработка гидроэлектростанций достигла 5,1 млрд. *квт·ч*, или 10,6% всей выработки электроэнергии в стране.

В течение этого периода были построены и введены в эксплуатацию: Днепровская — крупнейшая гидростанция в Европе, Иваньковская и Угличская — на р. Волге, Нижне-Свирская, гидростанции в Средней Азии, на Кавказе и др. Несмотря на сравнительно невысокие общие масштабы развития, гидроэнергетика в этот период в отдельных районах страны заняла ведущее место в балансе электроэнергии. Особенно большая программа гидроэнергостроительства намечалась третьим пятилетним планом, которым предусматривалось сооружение таких гидроэлектростанций, как Куйбышевская, Мингечаурская, Гюмушская, Усть-Каменогорская и др. Осуществление этих планов было прервано нападением гитлеровской Германии на Советский Союз.

В военный период 1941—1945 гг., наряду с частичным завершением ранее начатых строек, широкое гидроэнергетическое строительство развернулось в Средней Азии. Во время войны было выведено из строя более $^2/_3$ всей мощности гидростанций — свыше 1 млн. *квт*. По мере освобождения от немецко-фашистских захватчиков временно оккупированной ими территории развертывались работы по восстановлению выведенных из строя гидростанций.

Послевоенный период характеризуется еще более высокими темпами развития гидроэнергетики. Весьма напряженным по темпам гидроэнергостроительства было пятое пятилетие (1951—1955 гг.), в течение которого на гидростанциях было введено 2,8 млн. *квт*, что почти удвоило мощность гидроэлектростанций Советского Союза. За этот период вошли в число действующих 30 новых гидроэлектростанций. За три последующие года (до начала семилетки) было введено в действие 26 новых гидростанций, прирост мощности на гидростанциях составил 4,9 млн. *квт*. В дальнейшем масштабы гидроэнергостроительства продолжали еще более возрастать.

Если за весь предшествующий период до 1941 г. было введено в эксплуатацию на гидроэлектростанциях 1,4 млн. *квт*, то за последующие годы (до 1966 г.) на новых гидроэлектростанциях было введено в эксплуатацию свыше 20 млн. *квт*; к началу 1966 г. мощность строящихся гидроэлектростанций составляла почти 29 млн. *квт*.

В этот период продолжались работы по освоению гидроэнергоресурсов р. Волги, где были построены Горьковская ГЭС, Волжские гидростанции имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС и в настоящее время заканчивается строительство Саратовской ГЭС. На Днепре построены Каховская, Кременчугская и Днепродзержинская ГЭС, заканчивается строительство Киевской ГЭС, строится Каневская ГЭС; на р. Каме построены Камская и Воткинская и строится Нижне-Камская ГЭС.

Широкое гидроэнергостроительство продолжалось в северо-западных районах страны: на Кольском полуострове, в Карелии и в районе г. Ленинграда. Здесь было закончено освоение Нивского и Свирского каска-

дов, построена Нарвская ГЭС, завершено освоение каскада гидростанций на р. Ковде.

Широко развернулось строительство гидростанций в Закавказье, где было введено в эксплуатацию 24 ГЭС на суммарную мощность 1,5 млн. *квт*, в том числе Мингечаурская, Храмская 1 и 2, Гюмушская, Ладжанурская, Ткибули, Арзни и в настоящее время строится крупнейшая гидростанция Закавказья — Ингурская ГЭС.

Было начато освоение гидроэнергоресурсов в восточных районах страны — в Сибири, где сосредоточена наибольшая часть наиболее эффективных гидроэнергоресурсов. В Сибири были введены в эксплуатацию гидростанции: Новосибирская, Иркутская, Братская и Мамаканская с суммарной мощностью (введенной) около 4,6 млн. *квт*; в строительстве находятся Саяно-Шушенская, Усть-Илимская, Красноярская и Вилюйская ГЭС.

Продолжалось освоение гидроэнергоресурсов Средней Азии, где была построена за период 1941—1966 гг. 41 гидростанция суммарной мощностью свыше 0,95 млн. *квт*. В числе построенных ГЭС Фархадская, Кайрак-Кумская, Уч-Курганская, Головная и ряд других; в строительстве находятся Нурекская, Токтогульская, Чарвакская и другие ГЭС суммарной мощностью 4,4 млн. *квт*.

Характерным в развитии гидроэнергетики СССР в послевоенный период являлся переход к строительству гидроэлектростанций большой мощности, а также увеличение единичной мощности агрегатов (табл. XI. 2).

Таблица XI.2

Средняя и максимальная мощность ГЭС и агрегатов, тыс. *квт*

(Данные по ГЭС, мощностью свыше 3 тыс. квт.)

Мощность	1917—1928 гг.	1929—1940 гг.	1941—1965 гг.
Средняя мощность ГЭС	12	58	150
Максимальная мощность одной ГЭС	58 (Волховская)	560 (Днепровская)	5000 (Красноярская)
Максимальная мощность агрегата	7	62	500

В результате значительного роста гидроэнергостроительства в послевоенный период выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях СССР в 1965 г. превышала 81 млрд. *квт·ч*, или 16,0% общей выработки электроэнергии в стране, при этом наибольшее значение по удельному весу она имела в районах Кольского полуострова и Карелии, в Армянской ССР и Алтайской энергосистеме, где удельный вес гидроэнергии в энергобалансе был равен или близок к 100%. Большой удельный вес гидроэнергии также в Ленинградской энергосистеме. Однако в ряде районов использование гидроэнергоресурсов практически не начато (например, на севере Европейской части СССР, на Дальнем Востоке).

Характеризуя в целом развитие использования гидроэнергоресурсов в СССР, необходимо отметить исключительно высокие темпы гидроэнергостроительства (рис. XI.2), значительно превосходящие темпы развития гидроэнергетики в зарубежных странах. Так, за послевоенный период, с 1945 по 1965 г., выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях СССР увеличилась почти в 17 раз.

В табл. XI.3 приводятся данные, характеризующие рост, а также общее состояние использования гидроэнергоресурсов Советского Союза.

Однако, несмотря на огромный рост гидроэнергетического строительства в СССР, а также на достигнутую высокую абсолютную величину выработки гидроэлектроэнергии, степень использования гидроэнергоресурсов по стране в целом еще невелика (табл. XI. 4). Следует учитывать при этом, что основная масса гидроэнергоресурсов страны сосредоточена в восточных районах, где широкое их освоение было начато только после войны. В Европейской части СССР степень освоения технически возможных к использованию гидроэнергоресурсов достигает 15%, а по бассейнам Волги и Днепра — даже 50%. Аналогичные данные по зарубежным странам приведены в табл. VII.2 и VII.3.

Рассматривая развитие советского гидроэнергостроительства (Волховская ГЭС — Днепрогэс — Волжские ГЭС имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС — Братская ГЭС — Красноярская ГЭС, мощность которой почти в 100 раз превышает мощность Волховской ГЭС), можно увидеть, что на всех этапах наша гидроэнергетика решала большие народнохозяйственные задачи.



Рис. XI.2. Развитие электроэнергетики СССР. Выработка электроэнергии, млрд. *квт·ч*

Развитие гидроэнергетики на базе освоения гидроэнергетических ресурсов в районах Северо-Запада, на Кольском полуострове и в Карелии позволило вовлечь в орбиту хозяйственной жизни страны богатейший своими природными ресурсами край.

Таблица XI.3

Выработка электроэнергии на гидростанциях СССР

Год	Всего, млн. *квт·ч*	Доля от всей выработки электроэнергии, %	Год	Всего, млн. *квт·ч*	Доля от всей выработки электроэнергии, %
1916	37	1,4	1955	23 165	13,6
1928	430	8,6	1960	50 913	17,4
1932	812	6,0	1961	59 122	18,1
1937	4 184	11,6	1962	71 944	19,4
1940	5 113	10,6	1963	75 859	18,4
1945	4 841	11,1	1964	77 361	16,8
1950	12 691	13,9	1965	81 000	16,0

Начатое в первые же годы Советской власти строительство гидростанций в Средней Азии и на Кавказе явилось фактором, способствовавшим их экономическому расцвету.

Огромное значение в развитии гидроэнергетики имела Днепровская ГЭС, явившаяся крупным этапом советского гидроэнергостроительства.

Это была гидроэлектростанция, по своей мощности резко выделявшаяся в то время среди других гидростанций не только СССР, но и других стран мира. Ее дешевая электроэнергия обеспечивала благоприятные условия для развития в тот период электроемких производств и всестороннего развития района.

Исключительное значение для развития гидроэнергетики имела Волжская ГЭС имени В. И. Ленина — крупнейшая в период ввода гидростанция мира; она положила начало объединению энергосистем Европейской части СССР в Единую энергетическую систему.

Строительство Братской и Красноярской ГЭС подняло советское гидроэнергостроительство на новую ступень.

Таблица XI.4

Использование гидроэнергетических ресурсов в крупных экономических районах

Район и республика	Технический гидроэнергетический потенциал, млрд. *квт·ч*	Среднемноголетняя (проектная) выработка ГЭС, введенных к началу 1966 г., млрд. *квт·ч*	Освоение технического потенциала, %
Северо-Западный	55	9,8	17,8
Центральный, Волго-Вятский, Центрально-Черноземный, Поволжский и Уральский	121	29,3	24,1
Северо-Кавказский	53	2,6	4,9
Западно-Сибирский	93	1,8	1,9
Восточно-Сибирский	664	27,1	4,1
Дальневосточный	684	—	—
Прибалтийский и Белорусская	10	2,3	23,0
Украинская и Молдавская	23	9,0	39,0
Закавказский	92	6,9	7,5
Среднеазиатский	249	6,3	2,5
Казахская	62	5,1	8,2
Всего...	2106	100,2	4,6

Необходимо отметить комплексный характер строительства гидроэлектростанций во всех районах: на базе построенных гидроэлектростанций осуществляется орошение и обводнение обширных засушливых районов, реконструкция водного транспорта. Многие гидроэлектростанции оказали глубокое преобразующее влияние на обширные тяготеющие к ним районы.

В табл. XI.5 и XI.6 приведены по союзным республикам и экономическим районам число и мощность гидроэлектростанций, приключенных к энергосистемам и находившихся в эксплуатации в отдельные периоды, а также показан прирост мощности по периодам.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Основные направления и масштабы использования гидроэнергоресурсов на предстоящий период определяются общими задачами в области развития энергетики СССР, которые поставлены Программой партии. Выдвинутая партией задача доведения выработки электроэнергии до 2,7—3 триллионов *квт·ч* потребует вовлечения в использование наиболее экономичных энергетических ресурсов с тем, чтобы с наименьшими затратами создать энергетическую базу коммунистического общества.

Таблица XI.5

Количество и мощность ГЭС, приключенных к энергосистемам

Распределение по республикам

Республика	На конец года				Прирост за период		
	1928	1940	1950	1965	1929—1940 гг.	1941—1950 гг.	1951—1965 гг.
РСФСР	2 61	12 531	27 1310	62 15030	10 470	15 779	35 13720
Украинская	— —	1 560	4 657	10 2132	1 560	3 97	6 1465
Белорусская	—	—	—	—	—	—	—
Узбекская	1 4	4 67	17 320	26 504	3 63	13 253	9 184
Казахская	1 3	2 21	10 52	17 1124	1 18	8 31	7 1072
Грузинская	1 13	3 101	7 250	18 718	2 88	4 149	11 468
Азербайджанская	—	—	—	2 376	—	—	2 376
Литовская	—	—	—	1 90	—	—	1 90
Молдавская	—	—	—	1 44	—	—	1 44
Латвийская	—	1 51	1 51	2 480	1 51	—	1 429
Киргизская	—	—	3 13	13 211	—	3 13	10 198
Таджикская	—	1 7	2 21	7 409	1 7	1 14	5 388
Армянская	1 5	5 101	7 162	13 609	4 96	2 61	6 447
Туркменская	—	—	—	2 4	—	—	2 4
Эстонская	—	—	—	—	—	—	—
Всего по СССР	6 86	29 1439	78 2836	174 21 731	23 1353	49 1397	96 18 895

Примечание. В числителе—число ГЭС, в знаменателе—введенная мощность, тыс. *квт*.

ГЭС каскадов Алмаатинского № 5—11, Аламединского № 1—6 и Ереванских ГЭС № 1 и 2 учтены как одна ГЭС.

Мощность Ереванских ГЭС № 1 и 2, как демонтированных, в итог 1965 г. не входит.

Решение задачи сплошной электрификации страны как основы технического прогресса требует создания мощного высокоэффективного энергетического хозяйства, обеспечиваюшего изобилие электроэнергии во всех отраслях народного хозяйства и быта. Электрификация имеет важнейшее значение для технического прогресса и быстрейшего роста про-

Таблица XI.6

Количество и мощность ГЭС, приключенных к энергосистемам

Распределение по районам

Район	На конец года				Прирост за период		
	1928	1940	1950	1965	1929—1940 гг.	1941—1950 гг.	1951—1963 гг.
Северо-Западный	2 61	6 365	9 655	26 1942	4 304	3 290	17 1287
Центральный	— —	3 114	6 504	6 504	3 114	3 390	— —
Волго-Вятский	—	—	—	1 520	—	—	1 520
Центрально-Черноземный	—	—	—	—	—	—	—
Поволжский	—	—	—	3 5029	—	—	3 5029
Северо-Кавказский	—	3 52	7 102	14 501	3 52	4 50	7 399
Уральский	—	—	3 35	7 1574	—	3 35	4 1539
Западно-Сибирский	—	—	—	1 400	—	—	1 400
Восточно-Сибирский	—	—	—	3 4573	—	—	3 4573
Дальневосточный	—	—	—	—	—	—	—
Донецко-Приднепровский	—	1 560	1 651	3 1687	1 560	— 91	2 1036
Юго-Западный	—	—	2 5	4 97	—	2 5	2 92
Южный	—	—	1 1	3 348	—	1 1	2 347
Закавказский	2 18	8 209	14 412	33 1703	7 187	5 207	19 1291
Прибалтийский	—	1 51	3 65	5 584	1 51	2 14	2 519
Среднеазиатский	1 4	5 74	22 354	48 1128	4 70	18 281	25 773
Казахстанский	1 3	2 21	10 52	17 1124	1 18	8 31	7 1072
Белорусский	—	—	—	—	—	—	—
Молдавская ССР	—	—	—	1 44	—	—	1 44
Всего по СССР	6 86	29 1439	78 2836	174 21 731	23 1353	49 1397	96 18 895

В числителе—число ГЭС, в знаменателе—введенная мощность, тыс. *кет.*

изводительности труда. Достижение необходимых уровней развития энергетики и ее наиболее прогрессивного звена — электроэнергетики — становится ключом к решению стоящих перед народным хозяйством СССР коренных проблем.

Осуществление задачи сплошной электрификации страны потребует опережающих темпов развития электроэнергетики. Выработка электроэнергии будет опережать рост валового общественного продукта в 1,1—1,15 раза.

Опережающие темпы роста производства электроэнергии по отношению к росту валовой продукции промышленности обусловлены возрастающими масштабами внедрения электроемких технологических процессов, комплексной механизации и автоматизации, возрастанием роли новых, более эффективных способов производства, обеспечивающих наибольший технический прогресс. Наряду с опережающим ростом промышленного электропотребления резко возрастет потребление электроэнергии вследствие электрификации железнодорожного транспорта, процессов сельскохозяйственного производства и роста коммунально-бытового потребления. При этом будет происходить и другой, весьма существенный процесс: повышение коэффициента полезного действия использования электроэнергии, вследствие чего полезное использование электроэнергии будет опережать рост ее выработки. Этот процесс будет означать повышение эффективности использования электроэнергии в народном хозяйстве.

Опережающий рост элекктроэнергетики сопровождается повышением удельного веса электроэнергии как энергоносителя и, следовательно, увеличением ее доли в энергетическом балансе. Следует ожидать, что к 1980 г. удельный вес электроэнергии в покрытии полезного потребления всех видов энергии возрастет против 1960 г. более чем в 2 раза и составит примерно 25%.

Опережающие темпы роста полезного использования электроэнергии являются важнейшим и непременным условием обеспечения сплошной электрификации страны.

Весьма существенный фактор предстоящего развития электроэнергетики — резкое изменение ее размещения по территории страны, имеющее целью приближение генерирующих мощностей к основным энергетическим и минерально-сырьевым ресурсам. Возрастающими темпами будет происходить перемещение электроэнергетики в восточные районы СССР, к местам сосредоточения огромных и наиболее дешевых в использовании топливно-энергетических ресурсов и основных запасов полезных ископаемых, в первую очередь сырья для электроемких производств цветной металлургии и химии. Темпы роста электропотребления Азиатской части СССР будут в 2 раза и более превышать темпы роста электропотребления районов Европейской части СССР и Урала. При огромных абсолютных величинах прироста электроэнергии удельный вес Европейской части и Урала снизится примерно до 60% против 77,5% в 1960 г. при возрастании удельного веса восточных районов с 22,5 примерно до 40%.

Особенно высокими темпами будет расти выработка электроэнергии в Восточной Сибири, Средней Азии и Казахстане.

Для решения указанной задачи потребуется использовать в народном хозяйстве все разнообразные виды наиболее экономичных энергоресурсов. Как было показано в гл. VIII, примерно 90% топливно-энергетических ресурсов страны сосредоточено в восточных районах и лишь 10% приходится на Европейскую часть и Урал, в то время как удельный вес этих районов в потреблении электроэнергии в настоящее время близок к 80% и в перспективе будет составлять примерно 60% от союзного. Для оценки обеспеченности энергоресурсами развития электро-

энергетики в ближайшей перспективе имеет значение определение размеров той части энергетических ресурсов, освоение которой на данный период является реальным. Но если даже исключить из рассмотрения ресурсы углей, находящихся в отдаленных и труднодоступных районах Сибири и Дальнего Востока, использование которых в рассматриваемый период практически не будет осуществляться (Тунгусский, Ленский, Усть-Енисейский, Таймырский бассейны), то и в этом случае удельный вес энергетических ресурсов Европейской части Союза хотя и резко увеличится (почти в 2 раза), но все же будет составлять 17—20% общесоюзных запасов при значительно худших экономических показателях. Как видно, и при этом подсчете основные запасы энергоресурсов (свыше 80%) будут находиться в восточных районах страны.

Развитие электроэнергетики будет происходить путем использования в оптимальном экономическом и техническом сочетании различных видов энергетических ресурсов и различных форм производства электроэнергии. По структуре энергоресурсов и обеспеченности ими различных районов страны с учетом задач, стоящих перед советской энергетикой, генеральная линия энергетического строительства — преимущественное развитие тепловых электростанций — сохранится и в рассматриваемой перспективе.

Основной прирост мощностей будет происходить за счет уникальных по мощности тепловых электростанций, что является необходимым условием при намеченных темпах наращивания мощностей. Эти станции будут сооружаться на месторождениях дешевых углей, в первую очередь открытой добычи. Более широко будет использован на теплоэлектростанциях природный газ.

Наряду с этим значительная роль в энергетическом хозяйстве должна принадлежать использованию богатых гидроэнергетических ресурсов. Осуществление этой задачи обеспечивается наличием огромной, еще не используемой части гидроэнергоресурсов. Известно, что использование экономически эффективной части гидроэнергоресурсов в СССР на начало 1966 г. составило примерно 9% (табл. XI.7).

Значительные масштабы предстоящего использования гидроэнергоресурсов определяются следующими особенностями гидроэлектростанций:

а) низким уровнем эксплуатационных расходов;

б) наиболее благоприятным и экономичным выполнением ими режимных функций;

в) в большинстве случаев комплексностью решения водохозяйственных проблем при строительстве гидроэлектростанций.

Стоимость вырабатываемой энергии. Как известно, гидростанции вырабатывают наиболее дешевую электроэнергию, что определяется весьма низкими эксплуатационными затратами. Себестоимость электроэнергии на гидростанциях в среднем по Союзу примерно в 4 раза ниже, чем на тепловых. Это соотношение сохранится в общем и на перспективу.

Дополнительные капиталовложения в намечаемые в перспективе гидроэлектростанции окупаются в сравнении с заменяемыми тепловыми электростанциями в среднем в 5—6 лет и, следовательно, уровень расчетных издержек оказывается более низким, чем у тепловых электростанций.

Приведенные в главе V данные об экономической части гидроэнергетического потенциала СССР, исчисленные по принципу сопоставления с ежегодными издержками и удельными капиталовложениями в тепловые электростанции, показывают весьма значительную ее величину — примерно 1100 млрд. *квт·ч* среднегодовой выработки. Эта величина значительно превышает возможную к вовлечению в использование долю гидроэнергии в ближайшей перспективе.

В главе VIII было рассмотрено значение амортизационных отчислений в структуре себестоимости гидроэнергии и, в частности, вопрос о правомерности амортизационных отчислений с так называемых вечных сооружений.

Структура себестоимости гидроэнергии зависит от мощности гидростанций, а удельный вес амортизации в общей величине себестоимости повышается с увеличением мощности, достигая, например, на Волжских ГЭС имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС 94—95%. Это обстоятельство может существенно сказаться в перспективе при резком увеличении удельного веса сверхмощных гидростанций и повышении средней мощности гидростанций.

Таблица XI.7

Использование экономически эффективной части гидроэнергетических ресурсов по районам

Район	Экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов, млрд. *квт·ч*	Среднемноголетняя выработка (проектная) гидростанций, введенных к началу 1966 г., млрд. *квт·ч*	Использование экономически эффективной части гидроэнергоресурсов, %
Северо-Западный	43,0	9,8	23,0
Центральный	6,0	29,3	31,3
Волго-Вятский	7,0		
Центрально-Черноземный	—		
Поволжский	41,0		
Уральский	40,0		
Северо-Кавказский	25,0	2,6	9,3
Западно-Сибирский	46,0	1,8	3,9
Восточно-Сибирский	350,0	27,1	7,8
Дальневосточный	294,0	—	—
Донецко-Приднепровский	6,4	9,0	51,0
Юго-Западный	9,1		
Южный	1,5		
Молдавская ССР	0,7		
Прибалтийский	6,0	2,3	33
Белорусский	0,9		
Закавказский	45,0	6,9	15,0
Среднеазиатский	146,0	6,3	4,2
Казахстанский	27,0	5,1	19,0
Всего...	1095,0	100,2	9,0

Учет этих соображений, наряду с полной оценкой режимного фактора, может привести к выводу о возможности отнесения в будущем к категории экономически эффективных большей величины потенциальных гидроэнергоресурсов, чем это исчислено в настоящей работе.

Выполнение режимных функций. Значение режимных функций гидроэлектростанций в перспективе будет все более возрастать в связи с тем значением, которое будет приобретать задача покрытия пиков графиков нагрузки.

Повышение удельного веса и абсолютной величины коммунально-бытовых нагрузок, сокращение рабочего дня и рабочей недели, снятие ограничений электропотребления — все это приведет к повышению пиковости графика нагрузки энергосистем. С другой стороны будут действовать факторы, направленные на уплотнение графиков нагрузки: повышение удельного веса электроемких производств, внедрение электроэнергии в технологические процессы, внедрение автоматизации про-

изводственных процессов, возможное увеличение сменности работы при сокращении рабочего дня. В различных районах и энергосистемах эти факторы будут действовать в различной степени, приводя то к уплотнению, то к разуплотнению графиков нагрузки. Определение перспективных режимов и графиков потребления электроэнергии — весьма сложная задача, требующая рассмотрения и учета большого числа самых разнообразных факторов: технических, экономических, социальных. Различными авторами она оценивается по-разному. Однако наряду с повышением степени пиковости графиков отдельных систем бесспорно повсеместное увеличение абсолютной величины пиков. Поэтому режимная роль гидроэлектростанций, наиболее соответствующих по своим экономическим и техническим особенностям работе в резко переменном режиме, будет все более возрастать. В то же время преимущества крупных теплоэлектростанций наиболее полно обеспечиваются при равномерном базисном режиме работы, причем значение этого обстоятельства будет все возрастать по мере роста единичной мощности агрегатов и их параметров; вследствие этого гармоничное сочетание работы тепловых и гидравлических электростанций обеспечивает наиболее эффективную структуру энергосистемы. Поэтому оценке значения режимных характеристик гидроэлектростанций и их мощностным характеристикам должно уделяться в перспективе все большее внимание.

Рассматривая реальные условия развития отдельных энергосистем и электроэнергетики различных районов страны, следует отметить значительное участие гидростанций в покрытии потребности в электроэнергии в первую очередь в восточных районах страны, где огромное количество дешевой гидроэлектроэнергии составит значительный процент от общей выработки электроэнергии.

Для европейских районов с их резко выраженной недостаточностью энергоресурсов вовлечение всех экономичных гидроэнергоресурсов будет одним из путей смягчения дефицита топливно-энергетического баланса. В то же время для этих районов особое значение будет иметь возможность возложения на гидростанции несения режимных функций, главным образом покрытия пиков графиков нагрузки.

Использование гидроэлектростанций для покрытия пиковой части графиков электрических нагрузок становится актуальной проблемой для многих энергосистем Советского Союза. Во многих энергосистемах покрытие переменной во времени части графиков электрической нагрузки до последнего времени не вызывало особых затруднений. Это можно объяснить сравнительно плотными графиками нагрузки вследствие большой доли промышленного электропотребления и высокого коэффициента загрузки производственного оборудования. Однако в перспективе вопросам покрытия пиков графиков нагрузки необходимо уделять большее внимание, так как тенденции к относительному росту неравномерности нагрузок и уменьшению числа часов использования установленной мощности можно проследить во многих энергосистемах. С другой стороны, как было указано выше, будут иметь значение и обратные факторы, создающие тенденции к уплотнению графиков за счет развития электроемких производств, машинного орошения и др. Однако эти факторы по своей природе будут относиться главным образом к районам с избытком энергетических ресурсов и с высокой обеспеченностью гидроэнергоресурсами.

Оценивая обе группы факторов в целом по стране, можно предвидеть в перспективе некоторое разуплотнение графиков нагрузки, в особенности по ряду районов, что более остро выдвигает задачу покрытия пиковых нагрузок. В этой связи увеличивается роль гидростанций в системах, на что будет также влиять изменение состава и параметров

конденсационные электростанции мощностью 2,4 млн. *квт* с блочными агрегатами. Имеется тенденция к возрастанию единичной мощности станций до 4 млн. *квт*, с блочными агрегатами по 500—800 *Мвт*. Сдвиги в параметрах тепловых электростанций приводят к увеличению технического минимума нагрузки и времени пуска агрегатов и к уменьшению возможностей их работы при переменном режиме с ежесуточными остановками.

В свете этих соображений следует рассмотреть раздельно вопросы об удельном весе гидростанций по выработке электроэнергии и по мощности.

В отдаленной перспективе неизбежно будет снижаться удельный вес гидроэнергии по мере исчерпания экономичной части гидроэнергоресурсов. В первую очередь будут вовлечены в использование наиболее экономичные гидроэнергоресурсы в районах с быстрым ростом энергопотребления или с недостаточными энергетическими ресурсами. По мере их исчерпания будут осваиваться ресурсы с менее благоприятными показателями, в том числе расположенные вдали от центров потребления, освоение которых связано с необходимостью сооружения линий электропередачи значительной протяженности. Для разных районов сроки наступления этих периодов будут различными. В первую очередь исчерпание гидроэнергоресурсов произойдет в Европейской части Союза с ограниченными по величине гидроэнергоресурсами и с недостаточностью других видов энергоресурсов, где электропотребление растет в больших масштабах. Для других районов это будет происходить в более поздние сроки за пределами рассматриваемой перспективы. По Европейской части СССР снижение удельного веса гидроэнергии будет происходить более резко и уже к 1980 г. можно ожидать, что он снизится примерно до 10%. Это снижение неблагоприятно скажется на работе энергосистем, так как оно затруднит снятие все возрастающих пиков графиков нагрузки. При неизбежном снижении удельного веса гидростанций по выработке их удельный вес по мощности будет снижаться более медленно. Это будет достигаться за счет ряда мероприятий, направленных к развитию установленной мощности ГЭС, что, естественно, будет связано со снижением числа часов использования ее. В более отдаленной перспективе, по мере снижения удельного веса гидростанций, процесс снижения числа часов их использования будет происходить более активно. Повышением установленной мощности гидроэлектростанции будет достигаться наиболее эффективное и рациональное использование потенциальных гидроэнергетических ресурсов и потенциальной мощности водотоков (см. главу VIII).

Наиболее целесообразно развитие установленной мощности на высоконапорных гидростанциях, а на низконапорных гидростанциях — лишь до определенных пределов, пока они могут быть использованы полноценно в системе без дублирования.

Другим ограничением развития установленной мощности гидроэлектростанций является размер удельных капиталовложений на 1 *квт* дополнительной мощности. При этом необходимо считаться с длительностью расчетного срока, для которого экономически и энергетически оправдывается развитие установленной мощности до найденных пределов, так как недооценка этого обстоятельства может привести к омертвлению этих капиталовложений. Поэтому необходимо находить такие варианты, которые давали бы оптимальные решения.

Для систем с высокими темпами роста электропотребления и быстрым ростом пиков будет, очевидно, оправданным развитие установленной мощности уже в процессе самого строительства гидроузла с тем, что некоторый период она будет являться дублирующей мощностью

с незначительной выработкой сезонной энергии. Но часты случаи, когда использование дополнительной мощности на ГЭС может произойти через длительный период, на который было бы нецелесообразно омертвлять капитальные вложения. В этом случае наиболее целесообразно вводить мощность очередями с тем, чтобы дополнительная мощность могла быть введена после ввода ГЭС в эксплуатацию по мере роста нагрузки, в особенности ее пиковой части, объединения систем или включения в них тепловых станций с высокими параметрами. В некоторых случаях необходимо вложение части дополнительных средств уже в процессе строительства для последующего развития мощности, в других — все работы по развитию мощности могут быть отнесены ко времени ввода. Необходимо при проектировании новых ГЭС разрабатывать мероприятия по последующему развитию мощностей, находя оптимальные варианты сооружения вторых очередей.

Комплексность решения водохозяйственных проблем. Гидроэнергетическое строительство в СССР в подавляющем числе случаев носит комплексный характер. Этому способствует плановый характер хозяйства, позволяющий наиболее полно и рационально использовать водные ресурсы страны. В различных районах страны компоненты комплекса могут варьировать в зависимости от характеристики водных ресурсов и требований народного хозяйства, но принцип комплексности действует повсеместно. В большинстве случаев ведущим компонентом водохозяйственного комплекса является гидроэнергетика, требования которой определяют очередность и сроки строительства, параметры гидроузла, и к которой относится основная тяжесть капиталовложений. Это определяется, как более подробно было сказано выше, особо высокой эффективностью гидроэнергетической составляющей водохозяйственного комплекса и освоением в короткие сроки энергетического эффекта, создаваемого гидроузлом. Однако только полная и всесторонняя народнохозяйственная оценка комплексных гидроузлов позволяет правильно оценивать их эффект для других компонентов комплекса и соответственно относить на них часть затрат по сооружению гидроузла, что в ряде случаев заметно снижает стоимость гидроэнергетического строительства.

В то же время комплексный характер использования водотоков накладывает ряд ограничений, главным образом на режим работы гидроэлектростанций (см. главу IX).

В связи со значительным повышением спроса на воду со стороны других водопотребителей и водопользователей и с ограниченностью водных ресурсов в ряде районов усиленного роста водопотребления, влияние других отраслей водного хозяйства в перспективе будет возрастать и они будут оказывать все большее влияние на водохозяйственное строительство (ирригация, водоснабжение, водоотведение, рыбное хозяйство). Что касается водного транспорта, то, по мере завершения транспортного освоения основных рек и превращения их в сплошные глубоководные магистрали, ограничения, накладываемые водным транспортом на режим энергетического использования водотоков, будут уменьшаться и практически могут быть сняты полностью.

В некоторых случаях сооружение комплексных гидроэнергетических узлов может определяться требованиями других отраслей водного хозяйства, причем практически в настоящее время из этих отраслей может иметь существенное значение только ирригация. Это относится к отдельным гидроузлам Средней Азии, вызываемым к жизни требованиями регулирования стока для нужд орошения.

Рассмотрение задач и перспектив гидроэнергостроительства по отдельным районам страны и бассейнам рек приводит к выводу о предстоящем еще более значительном сдвиге гидроэнергостроительства в восточ-

ные районы страны. Эта тенденция прослеживается уже в настоящее время.

Перелом в направлении более интенсивного освоения гидроэнергоресурсов восточных районов наметился в послевоенные годы, когда вслед за Иркутской было начато строительство Братской и Красноярской гидроэлектростанций. В настоящее время в этих районах построены или строятся гидроэлектростанции с проектной выработкой около 100 млрд. *квт·ч*.

Еще сильнее эта тенденция будет выражена в дальнейшем в связи с исчерпанием гидроэнергоресурсов в Европейской части СССР. Если в 1958 г. распределение выработки гидроэлектроэнергии в СССР между отдельными частями территории определялось 80% для Европейской части и 20% для Азиатской (а в 1940 г. соответственно 94 и 6%), то уже к 1965 г. это соотношение изменилось и составляет 65 и 35%, а в перспективе удельный вес Европейской части СССР в выработке гидроэнергии снизится до 20%, а Азиатской соответственно возрастет до 80%. По абсолютной величине и темпам прироста выработка гидроэнергии в восточных районах в перспективе будет во много раз опережать выработку гидроэнергии в Европейской части страны. Тенденция сдвига на восток базируется на распределении гидроэнергетических ресурсов, наибольшая и наиболее эффективная часть которых сосредоточена в восточных районах страны. В этих районах размещено около 80% экономически эффективных гидроэнергоресурсов, 82% потенциальных ресурсов и свыше 80% технически возможных к использованию. Величина экономически эффективных гидроэнергоресурсов восточных районов составляет 870 млрд. *квт·ч*.

Другая характерная особенность предстоящего гидроэнергостроительства — огромная концентрация мощностей на гидроэлектростанциях. Это определяется как характером гидроэнергоресурсов, подлежащих освоению, так и предстоящими темпами и масштабами развития энергетики в целом и гидроэнергостроительства в частности, так как только при таких масштабах мощностей ГЭС можно достичь намеченных уровней и абсолютных величин прироста мощностей. На всем протяжении советского гидроэнергостроительства происходит укрупнение гидроэлектростанций и повышение средней мощности строящихся ГЭС, которая равнялась 80 тыс. *квт* до 1940 г., 175 тыс. *квт* в период 1941—1950 гг. и 370 тыс. *квт* в период 1951—1965 гг. Средняя мощность гидростанций, намечаемых к строительству в перспективе, достигнет 600 тыс. *квт*. В ближайшее время суммарная мощность гидростанций, имеющих мощность свыше 1 млн. *квт*, будет составлять около 70% всей мощности вводимых в эксплуатацию гидростанций. Еще больше повышается единичная мощность отдельных гидроэлектростанций. Уже в настоящее время сооружаются гидростанции мощностью 4,5—5 млн. *квт* и эта тенденция будет сохраняться в дальнейшем; удельный вес сверхмощных гидростанций будет все время возрастать.

Количественная оценка развития гидроэнергетики и удельный вес гидроэлектростанций в общей выработке электроэнергии Советского Союза на определенных этапах не могут быть установлены какой-то средней величиной или нормативом по Союзу в целом. Они определяются в результате анализа топливно-энергетических балансов отдельных районов и технико-экономических расчетов по выбору оптимальных источников электроэнергии для каждого района и каждой энергосистемы с учетом технико-экономических показателей возможных объектов энергетического строительства, их роли в системе и сопоставления различных вариантов энергоснабжения.

За исходную величину при оценке перспективы принималась общая выработка электроэнергии по Советскому Союзу 2700—3000 млрд.*квт. ч*,

которая относилась условно к уровню 1980 г. В дальнейшем изложении при приведении данных на 1980 г. имеется в виду этот расчетный уровень развития электроэнергетики. В результате проведенных ориентировочных расчетов масштаб выработки электроэнергии гидростанциями в перспективе на уровень общей выработки электроэнергии по Советскому Союзу 2700—3000 млрд. *квт·ч* оценивается приближенно величиной порядка 500—600 млрд. *квт·ч*, что определяет удельный вес гидроэнергии в общем электробалансе страны порядка 20%. Удельный вес гидростанций по мощности будет несколько выше в связи с повышением режимной и системной роли гидроэлектростанций и соответствующими более высокими значениями их установленных мощностей.

Интересно напомнить, что удельный вес гидроэнергии во всем мире находится примерно на уровне 26—30% в течение последних 10 лет. Так, по материалам ООН в 1965 г. при суммарной выработке электроэнергии в мире, равной 3327 млрд. *квт·ч*, выработка электроэнергии гидростанциями составила 860 млрд. *квт·ч*. В Европе (без СССР) удельный вес гидроэнергии в общей выработке электроэнергии в 1965 г. составлял около 30% при абсолютных размерах выработки 287 млрд. *квт·ч*. Удельный вес гидроэнергии несколько снижается только в тех странах, которые подошли к исчерпанию наиболее экономичной части своих гидроэнергоресурсов. Но и в этих странах в последние годы замечается тенденция к переоценке эффективности гидроэнергостроительства и гидроэнергоресурсов в связи с необходимостью решения задачи покрытия пиковых нагрузок или под влиянием других факторов. Это приводит к использованию той части гидроэнергоресурсов, которая ранее считалась неэффективной; в связи с этим в Европе, например, общая величина эффективных гидроэнергоресурсов постепенно увеличивается.

Для обеспечения выработки намечаемого количества гидроэнергии в СССР необходимы огромные масштабы гидроэнергостроительства. Достижение уровня выработки гидроэнергии в 600 млрд. *квт·ч* потребует сооружения примерно 180 крупных гидроэлектростанций со все возрастающими по времени масштабами ввода.

Как было указано выше, задачи гидроэнергостроительства в Европейской части страны определяются, с одной стороны, необходимостью максимального вовлечения гидроэнергоресурсов в покрытие топливно-энергетического баланса и возможного смягчения его дефицитности и, с другой — все возрастающей ролью гидроэлектростанций в несении режимных функций и покрытия пиков нагрузок.

Даже при указанном перенесении центра тяжести нового энергетического строительства в восточные районы потребление энергии в Европейской части и на Урале на уровне союзной выработки 2700—3000 млрд. *квт·ч* составит в перспективе примерно 60% союзного, а по абсолютному значению — около 1600—1800 млрд. *квт·ч*. Ограниченные гидроэнергоресурсы этих районов не позволят развивать гидроэнергостроительство в тех масштабах, в которых будет происходить рост энергопотребления. Поэтому практически будут вовлечены в использование все эффективные источники гидроэнергии, причем их эффективность и технико-экономическое сопоставление будут определяться по сравнению с дорогими местными и дальнепривозными видами топлива. Это послужит причиной того, что удельные показатели намеченных к строительству гидроэлектростанций в этих районах могут быть хуже аналогичных показателей гидроэлектростанций восточных районов и Средней Азии. Однако и при этих условиях строительство их в ряде случаев будет обосновано с точки зрения народнохозяйственной эффективности. В Европейской части и на Урале будут исчерпаны все эффективные гидроэнергоресурсы; даже при вовлечении в использование всех возможных

гидроэнергоресурсов удельный вес гидроэнергии в этих районах снизится с 20% в 1960 г. примерно до 10% в перспективе.

В связи с исчерпанием гидроэнергоресурсов в Европейской части и снижением удельного веса гидроэнергии в энергетическом балансе их использование должно производиться с максимальным учетом возможностей выполнения режимных функций. Это приводит к необходимости развития мощностей на строящихся гидроэлектростанциях при снижении числа часов их использования. Для отдельных станций число часов использования установленной мощности проектируется примерно от 1000 до 3000, что значительно ниже, чем на построенных станциях. При проектировании новых гидростанций должна быть проверена целесообразность последующего развития установленных мощностей и предусмотрены наиболее экономичные технические решения по созданию вторых очередей гидростанций. Однако и при этом участие гидростанций в покрытии пиков в этом районе можно оценить примерно 60%. Возникает, таким образом, задача изыскания дополнительных пиковых мощностей на построенных и строящихся гидростанциях.

Проведенный анализ показывает целесообразность расширения ряда действующих станций. Эти предложения относятся к русловым гидростанциям, так как гидростанций деривационного типа здесь нет, не говоря уже о том, что развитие мощности деривационных станций было бы сопряжено со значительными дополнительными затратами. Мощность русловых гидростанций можно увеличивать путем установки дополнительных агрегатов, либо, в отдельных случаях, путем замены устаревшего основного оборудования новым, более совершенным. Выявлена экономически целесообразная возможность расширения гидростанций, построенных давно, когда уровень нагрузок и развитие энергосистем не позволяли экономически оправдать повышение их мощности. В отдельных случаях условия для развития установленной мощности появляются в связи с созданием выше по реке регулирующих водохранилищ.

Одним из примеров возможности эффективного расширения мощности является Днепрогэс имени В. И. Ленина. В связи с созданием водохранилища сезонного регулирования Кременчугской ГЭС среднемесячная гарантированная мощность Днепрогэс повысилась в 2 раза; создан подпор нижнего бьефа от расположенной ниже Каховской ГЭС, что сняло ограничение суточного регулирования; резко возросли потребности в пиковой мощности южного энергообъединения. Исчерпание возможностей крупного гидроэнергостроительства на юге Европейской части СССР делает актуальной задачу сооружения второй очереди Днепрогэс. Проектными разработками найдено техническое решение, предусматривающее установку дополнительно шести агрегатов суммарной мощностью 750 *Мвт*, что требует относительно небольших удельных затрат.

Доказана также целесообразность повышения на 20—30% мощности Волховской ГЭС путем замены устаревших турбин, установленных в 1926 г., новыми поворотно-лопастными. Это даст увеличение выработки энергии примерно на 12% при невысоких затратах.

Мощность значительной группы гидростанций, построенных в послевоенное время в Европейской части Союза, была повышена еще в процессе строительства.

Наибольшее значение для Европейской части СССР может иметь расширение мощности крупнейшей гидростанции этого района — Волжской ГЭС имени В. И. Ленина. Завершение строительства Волжского каскада гидростанций заставляет искать решение дальнейшего покрытия пиковых мощностей. Благодаря природным особенностям имеется возможность создания второй очереди указанной гидростанции в виде деривационной ГЭС на Самарской Луке. Этот вариант дает значительную по абсолютной величине дополнительную мощность около 1,8 млн.

квт, повышая примерно на 70% установленную мощность ГЭС и на 14% выработку энергии. Эффективность этого расширения значительно повышается после осуществления переброски стока северных рек. Энергоэкономическими расчетами должны быть установлены необходимые сроки осуществления этого мероприятия.

Благоприятным фактором для развития и расширения установленных мощностей в Европейской части СССР является то, что наиболее крупные гидростанции на реках Волге, Каме, Днепре входят в каскады гидростанций, что снимает ограничения их работы в пиковом графике.

Предположения о возможном расширении мощности существующих ГЭС в Европейской части СССР оцениваются примерно в 5 млн. *квт*, что не решает задачи покрытия пиков графиков нагрузки этого района в перспективе.

Как было указано, даже при использовании всех эффективных гидроэнергоресурсов в Европейской части Союза электропотребление будет возрастать более быстрыми темпами и удельный вес гидростанции в производстве энергии в этом районе уменьшится примерно до 10% в 1980 г. При этом все гидроэлектростанции будут практически работать в пиковой зоне графиков нагрузки за исключением периодов половодья.

Вследствие того, что гидростанции Европейской части СССР даже при полном исчерпании гидроэнергоресурсов не решают полностью задачи покрытия пиков, потребуется создание специальных пиковых электростанций; при этом следует проанализировать вопрос о целесообразности создания и размещения гидроаккумулирующих станций, которые наряду со снятием пиков облегчают проблему заполнения провалов графика нагрузки. Технические возможности сооружения их в СССР достаточно велики и далеко превышают перспективы их осуществления. Электростанции этого типа могут быть целесообразны в районах с остропиковыми графиками нагрузок и при относительно невысоком удельном весе гидростанций, обладающих возможностями суточного регулирования. По этим признакам гидроаккумулирующие станции как элемент системы, участвующий в покрытии пиков, могут рассматриваться лишь для Европейской части СССР и Урала, где их применение может дать определенный эффект. Учитывая реальные потребности систем и возможности строительства русловых гидроэлектростанций, можно предполагать, однако, что удельный вес гидроаккумулирующих станций будет невелик и, если рассматривать период ближайших 10—15 лет, перспективы их развития можно оценивать вводом нескольких станций суммарной мощностью до 3 млн. *квт*. В первую очередь можно планировать сооружение гидроаккумулирующих станций в районе Москвы, Юга и Урала, при этом на долю этих станций в Европейской части Союза можно отнести покрытие менее 10% пиковой части графиков нагрузок.

Одним из путей покрытия пиков в некоторых энергосистемах может быть возможность установки обратимых агрегатов на обычных гидроэлектростанциях, которые в период провалов графика нагрузок перекачивают воду в верхний бьеф.

Следует также оценить возможную роль ввода в перспективе приливных электростанций. Из рассмотрения возможностей их использования вытекает, что практическое значение они могут иметь лишь для севера Европейской части Союза. Особенности их использования, заключающиеся в том, что для полноценной работы требуется подключение их к мощной энергетической системе, располагающей гидроэлектростанциями с регулирующими водохранилищами, исключают на длительное время возможность их применения на северо-востоке Сибири и на восточном побережье, несмотря на то, что амплитуды приливов там достигают наибольших величин. Имеющиеся материалы ограничивают возможность рассмотрения приливных электростанций только в перспектив-

ном электробалансе Европейской энергосистемы, где мощные приливные электростанции (ПЭС) расположены на расстоянии 1200 *км* от центров нагрузок (Москва) и имеют возможность работать в сочетании с гидростанциями Волжского каскада, обладающими необходимой емкостью водохранилищ. При этом между приливными и речными гидростанциями возможно такое перерегулирование и перераспределение выработки электроэнергии, которые позволят полноценно использовать мощность ПЭС для покрытия графика нагрузок. Одновременно следует отметить ограниченность возможностей сооружения приливных станций и на европейском Севере. Эти возможности исчерпываются двумя-тремя крупными электростанциями. Вопрос сроков возможного их включения зависит как от потребности энергосистем в пиковых мощностях, так и от развития энергосистем и линий электропередачи, а также от анализа опыта ведущегося строительства.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПО ОСНОВНЫМ ЗОНАМ

Характеризуя предстоящие перспективы использования гидроэнергоресурсов Европейской части СССР, следует отметить особую роль гидроэнергии в этом районе. Несмотря на более низкие темпы роста электропотребления, чем в восточных районах, абсолютный прирост электропотребления будет здесь весьма значительным, и по предварительной оценке в перспективе он достигнет примерно 1500 млрд. *квт·ч* (без Северного Кавказа и Закавказья). При ограниченности местных энергетических ресурсов это приводит к возрастанию дефицитности топливно-энергетического баланса. Этим определяется необходимость вовлечения в использование всех эффективных гидроэнергоресурсов. Насыщенность гидроэнергоресурсами территории района невелика и составляет 55 тыс. *квт·ч/км²*, что значительно меньше средней величины по СССР при гораздо более высокой плотности электропотребления. Потенциальные гидроэнергоресурсы этого района составляют 290 млрд. *квт·ч*; технически возможные к использованию ресурсы оцениваются 170 млрд. *квт·ч;* экономически эффективная часть их — 125 млрд. *квт·ч*, часть которых относится к рекам второго порядка и может быть использована на гидростанциях средней мощности. Интересно отметить, что для этого района экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов составляет 44% от потенциальных, что дает наиболее высокое значение этого показателя по СССР; это определяется не высоким качеством гидроэнергоресурсов и не их низкими удельными стоимостными показателями, а их режимными функциями и высокой стоимостью сопоставляемого топлива, что делает эффективным использование гидроэнергоресурсов с худшими показателями, чем в других районах СССР. В связи с этим в использование будут вовлечены практически все эффективные гидроэнергоресурсы и все же темпы развития гидроэнергетики будут резко отставать от общих темпов роста электропотребления и ее удельный вес, как уже было сказано, снизится с 20 до примерно 10%.

Первоочередным и наиболее крупным направлением гидроэнергостроительства в этой зоне будет завершение Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций, в котором сосредоточена основная масса гидроэнергетических ресурсов Европейской части СССР. Из наиболее крупных первоочередных объектов строительства этого каскада следует назвать Чебоксарскую ГЭС мощностью 1,6 млн. *квт* и выработкой 3,6 млрд. *квт·ч*, имеющую большое значение ввиду расположения вблизи основных центров электропотребления и замыкающую транспортное освоение Волги.

В низовьях Волги схемой намечается Нижне-Волжская ГЭС, представляющая большой и сложный комплекс. Проблема рационального использования нижнего течения Волги связана с рядом вопросов, затрагивающих различные отрасли народного хозяйства, среди которых энергетика представляет лишь один из компонентов. По существу эта проблема является проблемой комплексного использования земельных и водных ресурсов и решать ее надо, исходя из оптимального сочетания интересов всех отраслей народного хозяйства. Помимо энергетического эффекта должны быть учтены перспективы развития сельского и рыбного хозяйства Волго-Ахтубинской поймы, более широкий круг вопросов орошения земель Заволжья, Сарпинской низменности и Черных земель, перспектив развития рыбного хозяйства Волго-Каспия, возможности переброски части стока Волги в р. Урал с учетом общих вопросов водного баланса Волги. Поэтому вопрос о технической схеме и сроках проведения водохозяйственных мероприятий на нижней Волге надо решать, исходя не только из требований энергетики, но и из условий достижения максимального суммарного народнохозяйственного эффекта.

Нижне-Волжским гидроузлом завершается Волжский каскад в составе 9 гидроузлов мощностью около 11 млн. *квт* с выработкой около 40 млрд. *квт·ч*. С завершением этого каскада будет создан глубоководный путь и созданы предпосылки для создания Единой воднотранспортной системы Европейской части СССР. Создание Волжского каскада обеспечивает возможность развития орошения в среднем и нижнем Поволжье. Создаются предпосылки для пополнения водных ресурсов р. Урал в ее нижнем течении, а также (если это окажется эффективным в результате технико-экономических расчетов) подачи дополнительного количества воды в нижнее течение Дона для водообеспечения его правобережья и пополнения стока в Азовское море.

После завершения строительства на среднем и нижнем течении на Волге остается неиспользованным верхний участок, на котором возможно сооружение четырех гидроузлов относительно небольшой мощности для покрытия местных пиковых нагрузок, суммарной мощностью в 360 тыс. *квт* и выработкой около 700 млн. *квт·ч*.

На р. Каме сооружается Нижне-Камский гидроузел, предстоит соорудить Верхне-Камский, связанный с переброской в Каму и Волгу части стока северных рек — Печоры и Вычегды. После этого мощность всего Камского каскада составит 3,3 млн. *квт* с выработкой 13 млрд. *квт·ч*.

Весьма крупной водохозяйственной проблемой по осуществлению межбассейнового перераспределения стока является переброска части стока северных рек в бассейн Волги и в Каспийское море. Народнохозяйственное значение этой проблемы заключается в возможности получения в дефицитном по энергии районе дополнительно 11 млрд. *квт·ч* дешевой электроэнергии и пополнении водными ресурсами (в количестве порядка 40 млрд. $м^3/год$) низовьев Волги и Каспийского моря.

На Днепре в ближайший период по окончании строительства Киевской и Каневской ГЭС будет завершено сооружение каскада гидростанций от Киева до Черного моря в составе шести гидроузлов суммарной мощностью 3,6 млн. *квт* и выработкой около 9 млрд. *квт·ч*, в том числе первой в СССР гидроаккумулирующей станции в составе Киевского гидроузла. Этот каскад имеет крупное комплексное значение, так как он создает глубоководный путь, возможность подачи воды для водоснабжения и обводнения промышленных и сельскохозяйственных районов Донбасса, Криворожья, юга Украины и Крыма и обеспечивает возможность орошения земель в засушливой зоне.

Предстоит также сооружение каскадов гидростанций в Западном районе на Западной Двине, Немане, каскада гидростанций на Днестре,

имеющих пиковый характер. Эффективно сооружение гидростанций средней мощности на ряде рек Карелии и Кольского полуострова, где они будут источником электроснабжения этого района с большими минерально-сырьевыми ресурсами и перспективами промышленного развития.

В соответствии с ролью гидроэлектростанций в этом районе предстоящий период будет характерен снижением числа часов использования их установленной мощности. Действующие гидростанции этого района имеют число часов использования в среднем 4200 в год; если взять группу действующих и строящихся ГЭС, то число часов использования составит в год 3800. В последующем будет происходить дальнейшее снижение числа часов использования. Такому использованию гидростанций будет способствовать образование Единой энергетической системы Европейской части СССР (ЕЭС Европейской части Союза), начало которой было положено сооружением Волжской ГЭС имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС и линиями передачи напряжением 500 *кв* от этих станций на Москву и Урал. ЕЭС создает необходимые маневренные связи для полноценного использования мощностей гидростанций.

Северный Кавказ обладает относительно значительными потенциальными ресурсами (108 млрд. *квт · ч*), но неблагоприятные условия разбросанности гидроэнергоресурсов по большому числу малых водотоков приводят к тому, что экономически эффективная часть их невелика и составляет всего 23% потенциальных, что значительно ниже среднесоюзной нормы. Использование водных ресурсов этого района в большинстве своем носит комплексный характер, причем по некоторым объектам ирригация имеет решающее значение. Большое значение имеют также интересы рыбного хозяйства. Требования на воду предъявляются также для промышленного водоснабжения и в первую очередь для сооружаемых здесь тепловых станций большой мощности и предприятий химической промышленности.

Крупным сооружаемым объектом является система Кубань-Калаусских ГЭС с выработкой 1,27 млрд. *квт · ч*, имеющая комплексный характер. Наиболее крупный объект гидроэнергостроительства — Черкейская ГЭС на р. Сулаке мощностью около 1 млн. *квт* и с выработкой 2500 млн. *квт · ч/год*. На р. Тереке схемой намечена Дарьяльская ГЭС с выработкой энергии свыше 1 млрд. *квт · ч/год*.

Остальные возможные объекты строительства представлены 40 гидростанциями средней мощности в среднем по 100 *Мвт*. Можно ожидать, что на уровне выработки 1980 г. использование гидроэнергоресурсов Северного Кавказа достигнет примерно 60% их эффективной части.

Значительный интерес представляет использование гидроэнергоресурсов Закавказья (табл. XI.8), где гидроэнергостроительство началось в первые годы Советской власти и где накоплен богатый технический и производственный опыт возведения гидроузлов в разнообразных природных условиях.

В последние годы в балансе электроэнергии Армении и Грузии гидроэнергетика занимала ведущее место. К настоящему времени в Армении действующими и строящимися гидростанциями практически исчерпаны возможности крупного гидроэнергостроительства и в ближайшей перспективе они определяются несколькими гидростанциями суммарной выработкой 1,3 млрд. *квт · ч*, которым придается пиковый характер с числом часов использования меньше 3000 и на которые возлагаются резервные функции системы. В настоящее время прекращена предусмотренная проектом энергетическая сработка оз. Севан, что резко уменьшит выработку гидростанций основного источника электроснабжения республики — Разданского каскада и потребует компенсации уменьшения выра-

ботки электроэнергии путем дополнительного сооружения тепловой электростанции, а также компенсации уменьшения стока р. Раздан для обеспечения требований ирригации. В итоге удельный вес гидроэнергии в балансе электроэнергии Армянской ССР резко снизится.

В Азербайджанской ССР степень использования гидроэнергоресурсов в настоящее время невелика — около 20% экономичной их части; гидроэнергостроительство в ближайшей перспективе определяется возможностью строительства на реках Куре, Тертере и Алазани гидростанций с выработкой около 4 млрд. *квт·ч*, имеющих в основном комплексный характер и обеспечивающих потребности ирригации. В связи с высоким удельным весом в системе весьма крупных тепловых станций и с учетом характера графика нагрузок гидростанции будут работать при числе часов использования в среднем 3300 в год.

Наибольшие возможности гидроэнергостроительства в Закавказье имеет Грузинская ССР, располагающая 70% всех гидроэнергоресурсов района (32 млрд. *квт·ч* экономически эффективных гидроэнергоресурсов).

По насыщенности гидроэнергоресурсами Грузия занимает второе место в СССР, имея 1945 *квт·ч/км²* территории потенциальных гидроэнергоресурсов и 970 *квт·ч/км²* технически возможных к использованию, т. е. она практически имеет столько же, что и Таджикская ССР, занимающая первое место в СССР по этим показателям. К настоящему времени действующими и строящимися гидростанциями используется свыше 8 млрд. *квт·ч*, т. е. около 25%.

Таблица XI.8

Республика	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млрд. *квт·ч*	Экономически эффективные гидроэнергоресурсы		
		млрд. *квт·ч*	доля от потенциальных ресурсов, %	удельный вес в районе
Грузинская	135	32	23,5	70,0
Азербайджанская	37	7	19,0	15,6
Армянская	19	6	31,5	13,4
Всего по Закавказью . . .	191	45	23,5	100

Большая часть гидроэнергоресурсов сосредоточена в западных районах республики. Несмотря на значительные работы, проведенные проектными и научно-исследовательскими институтами, изученность и проектная подготовленность к освоению гидроэнергоресурсов все еще недостаточна. Можно полагать, что здесь еще не вскрыты все возможности эффективного использования гидроэнергоресурсов. Этот вопрос имеет большое значение, так как для Закавказья задача всемерного вовлечения в использование гидроэнергоресурсов, основная масса которых сосредоточена в Грузинской ССР, весьма актуальна ввиду ограниченности в этом районе энергетических ресурсов в целом и напряженности топливно-энергетического баланса в перспективе. Это, возможно, потребует даже привлечения сюда энергоресурсов из других районов, например, нефти и газа из Туркмении и Казахстана.

В ближайшей перспективе в Грузии возможно интенсивное развитие гидроэнергостроительства, которое, по имеющимся предположениям, можно оценить 16 млрд. *квт·ч* со средней мощностью ГЭС 200 тыс. *квт* (против 100 тыс. *квт* на действующих и строящихся ГЭС в настоящее время). Вследствие большого числа гидростанций и их большого удель-

ного всей в системе среднее число часов использования вновь сооружаемых гидростанций составит около 4200.

Ряд сооружаемых гидростанций будет иметь весьма большие напоры на плотинах и большие мощности. Основным направлением в использовании гидроэнергоресурсов Грузии следует считать строительство гидроузлов с регулирующими водохранилищами, с гидростанциями режимного характера. В то же время работа гидростанций в условиях объединения систем с большим удельным весом тепловых станций делает эффективной и работу гидростанций с малым регулированием стока. Поэтому круг объектов гидроэнергостроительства может быть расширен путем включения гидростанций, не имеющих больших регулирующих водохранилищ.

Основными объектами гидроэнергостроительства в ближайшей перспективе являются гидростанции мощного каскада на р. Ингури; строительство первой из них Ингурской ГЭС уже начато. Это самая мощная гидростанция Грузии, выделяется высотой плотины (300 *м*), создающей хорошие условия регулирования. Перспективным является завершение каскада гидростанций на р. Риони; верхняя из них — ГЭС Намахвани — окажет регулирующее влияние на лежащие ниже ступени. Большими гидроэнергоресурсами располагает р. Кодори.

По Грузии получен относительно низкий удельный вес экономически эффективной части гидроэнергоресурсов — 23,5% от потенциальной. Можно ожидать, что эта величина в перспективе будет иметь тенденцию к увеличению. На это может оказать влияние разработка топливно-энергетического баланса Закавказья на перспективу, который приводит к необходимости привлечения энергетических ресурсов других районов для покрытия дефицита, что повысит эффективность вовлечения в использование гидроэнергоресурсов. Повышение степени изученности гидроэнергоресурсов и составление проектной документации дадут возможность нахождения новых технических решений, обосновывающих более экономичные варианты.

После осуществления предполагаемого в ближайшей перспективе гидроэнергостроительства в Грузии остается неиспользованной значительная доля гидроэнергоресурсов, экономическая эффективность которых выявлена произведенными расчетами. Кроме того, по приведенным выше соображениям можно ожидать повышения доли и абсолютных размеров экономичных гидроэнергоресурсов. Поэтому можно предполагать, что в результате последующих проектных и исследовательских работ будут обоснованы бóльшие масштабы вовлечения в использование гидроэнергоресурсов. В частности, остается неисследованным вопрос о возможности и целесообразности объединения в перспективе стока малых рек или верховьев крупных рек путем межбассейновых перебросок или сооружения специальных водосборных коллекторов.

Развитие народного хозяйства и энергетики Закавказья сделало целесообразным объединение энергосистем, имеющих различную структуру мощностей. Это повышает эффективность вовлечения в использование гидроэнергоресурсов и роль гидростанций в объединенной энергосистеме.

Основным районом предстоящего использования гидроэнергоресурсов является Сибирь, и главным образом районы Восточной Сибири. Экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов Сибири оценивается в 400 млрд. *квт·ч*. Условия их использования весьма благоприятны, вследствие чего стоимостные показатели здесь наиболее низкие по сравнению с этими показателями в других районах СССР. Особенно выделяются районы Восточной Сибири, где сосредоточено 350 млрд. *квт·ч* экономически эффективных гидроэнергоресурсов, т. е. свыше 30% всех ресурсов Советского Союза. Особенность района — со-

четание этих уникальных гидроэнергоресурсов с огромными запасами углей, позволяющими производить их добычу открытым способом. Стоимость углей здесь будет в несколько раз ниже, чем в Европейской части СССР; расчетные затраты на добычу наиболее дешевых в районе и в стране углей Канско-Ачинского бассейна равны затратам на добычу газа на лучших месторождениях. Этим определяются исключительно благоприятные условия создания мощной энергетической базы союзного значения путем сочетания сверхмощных гидроэлектростанций и тепловых электростанций, работающих на наиболее дешевых в Союзе углях. Благодаря таким особо благоприятным условиям энергетика в Сибири будет развиваться темпами, в 2,5—3 раза более высокими, чем средние по Союзу. В перспективе здесь будет вырабатываться 25% всей электроэнергии СССР. В достижении этих уровней значительное место будет принадлежать гидроэнергетике, развитие которой будет происходить более высокими темпами. Можно предполагать, что в этом районе к 1980 г. будет производиться около 50% общесоюзной выработки гидроэнергии.

Такие масштабы выработки электроэнергии в этом районе позволяют создать мощную базу для размещения здесь электроемких производств союзного значения. Это будет означать по существу перенесение центра тяжести производства электроемкой промышленности в Сибирь и позволит освободить европейские районы страны с дефицитом топлива от потребления больших количеств электроэнергии электроемкими производствами. Кроме того, намечаемые масштабы развития энергостроительства позволят осуществить передачу больших количеств электроэнергии из районов Восточной Сибири на запад в районы Урала и Европейской части СССР, дефицитные по топливу. Масштабы этой передачи нельзя считать установленными и они требуют дальнейшего обоснования энергоэкономическими и технико-экономическими расчетами. Однако, исходя из оценки энергетических ресурсов Сибири, можно считать доказанным возможность такой передачи без ущерба для максимального практически возможного развития здесь энергетической базы энергоемких производств.

Имеющиеся данные показывают, что даже при уже достигнутых технических средствах дальних электропередач, энергия, передаваемая от энергосистемы Центральной Сибири, окажется эффективной при сопоставлении с другими вариантами пополнения электроэнергией дефицитных районов Европейской части СССР. Такая передача по своим масштабам не сможет, конечно, одна решить задачу ликвидации дефицитности топливно-энергетического баланса европейских районов СССР, но будет участвовать в смягчении этого дефицита наряду с необходимостью всемерного привлечения других энергетических ресурсов из сопредельных районов.

Исключительно благоприятное сочетание огромных запасов дешевой гидроэнергии с наиболее экономичными угольными месторождениями открытой добычи определяет возможность создания здесь уникального энергетического комплекса при наиболее рациональном сочетании гидравлических и тепловых электростанций.

Использование гидроэнергоресурсов на действующих и строящихся гидростанциях, в числе которых такие гиганты, как Братская, Красноярская, Усть-Илимская и Саяно-Шушенская ГЭС, составляет по Восточной Сибири 25% экономически эффективной их части, по Западной Сибири — всего 4%. В настоящее время только еще развертывается использование этих наиболее экономичных и эффективных гидроэнергоресурсов страны. Степень их экономичности можно иллюстрировать тем, что даже при сопоставлении с наиболее дешевыми в СССР углями открытой добычи экономически эффективная часть гидроэнергоресурсов

что значительно выше средней величины по СССР, равной 33%.

Основным направлением первоочередного гидроэнергетического строительства в Восточной Сибири является: завершение Ангарского каскада гидроэлектростанций — строительство Усть-Илимской и Богучанской гидростанций мощностью 4—4,5 млн. *квт* каждая; продолжение строительства каскада ГЭС на Енисее, в первую очередь одной из наиболее эффективных гидростанций в Союзе — Саяно-Шушенской, гидростанций в среднем течении Енисея — Средне-Енисейской и Осиновской мощностью по 6 млн. *квт* каждая, а также Тунгусской на р. Нижняя Тунгуска мощностью 10 млн. *квт*. Завершающими ангарский каскад будут две относительно небольшие гидростанции между Иркутской и Братской ГЭС — Суховская и Тельманская по 400 тыс. *квт*, которые помимо энергетического значения будут улучшать транспортные условия на этом участке Ангары. После сооружения указанных гидростанций гидроэнергоресурсы Ангары будут использованы полностью, а Енисея — на 80%. Значительную сложность представляет нахождение оптимальной схемы использования среднего течения Енисея и нижнего течения Ангары ввиду того, что в зону затопления намечавшейся Енисейской ГЭС попадало крупное месторождение полезных ископаемых. В настоящее время этот вопрос изучается более глубоко, что позволит найти оптимальное проектное решение.

Гидростроительство в Восточной Сибири в ближайшей перспективе будет носить каскадный характер — оно будет идти путем последовательного освоения основных источников гидроэнергии. На р. Ангаре начато строительство третьей гидростанции — Усть-Илимской, а после сооружения самой нижней — Богучанской — будет в основном завершено использование гидроэнергоресурсов этой реки. На Енисее вслед за Красноярской ГЭС начато сооружение Саяно-Шушенской ГЭС, а затем начнется строительство и других ГЭС в среднем течении реки. Такой характер строительства весьма благоприятен и с энергетической, и со строительной точек зрения; он повышает эффективность использования гидроэнергоресурсов. Для основных объектов гидроэнергостроительства в Восточной Сибири сложился уже определенный тип гидроузлов, характеризуемый высокой водностью рек, скальным основанием, характером долины, большим напором (около 100 *м*) и большими регулирующими возможностями водохранилищ. В далеком Заполярье начато строительство Усть-Хантайской ГЭС.

Огромные ресурсы гидроэнергии сосредоточены на р. Лене и ее притоках. Их экономически эффективная часть оценивается в 235 млрд. *квт · ч*. Проектными предположениями намечается крупнейшая в Союзе гидростанция в устье р. Лены мощностью примерно 20 млн. *квт*. Освоение гидроэнергоресурсов бассейна этой реки началось сооружением Мамаканской и Вилюйской гидростанций и будет продолжаться в течение ближайшей перспективы.

В районах Западной Сибири при значительных темпах роста электропотребления потребуется вовлечение в использование практически всех экономически эффективных гидроэнергоресурсов, исчисляемых в 45 млрд. *квт · ч*, а в ближайшей перспективе — большей их части. В настоящее время они используются лишь на 4% Новосибирской ГЭС на Оби. Основные объекты строительства сосредоточены на Оби и ее притоках. Это Усть-Семинская ГЭС на р. Катуни с хорошими технико-экономическими показателями, а также каскад из трех гидростанций на р. Томь суммарной мощностью 1,8 млн. *квт*. Возможно также строительство Каменской ГЭС на Оби, которая обладает высокой регулирующей способностью и улучшает работу Новосибирской ГЭС, а также создает возможности орошения Кулундинской степи.

Особо следует остановиться на проблеме строительства Нижне-Обской ГЭС. Нижне-Обская ГЭС — одна из наиболее крупных гидростанций СССР; по разработанным проектным материалам, ее мощность определяется в 5 млн. *квт*, а выработка в 24 млрд. *квт · ч*. По условиям географического расположения она представляет возможности электроснабжения дефицитных по энергоресурсам районов Европейской части СССР и с этой точки зрения ее сооружение имело бы большое значение для смягчения дефицитности топливно-энергетического баланса этой части СССР. Более точно районы преимущественного использования энергии Нижне-Обской ГЭС определятся дополнительными энергоэкономическими обоснованиями. В разработанных проектных материалах приводятся данные о достаточно благоприятных технико-экономических ее показателях и низкой себестоимости вырабатываемой ею электроэнергии. Техническая возможность сооружения такой гидроэлектростанции не вызывает сомнений. Однако строительство Нижне-Обской ГЭС связано с созданием уникального по своей величине водохранилища, затрагивающего интересы многих отраслей народного хозяйства. В зону водохранилища попадают нефтеносные и газоносные площади, массивы лесов. Нарушатся современные условия существования рыбного стада.

Сооружение Нижне-Обской ГЭС внесет коренные изменения в условия развития огромной территории с богатыми сырьевыми ресурсами. Вследствие этого вопрос о строительстве Нижне-Обской ГЭС, о ее параметрах и о возможных сроках ее осуществления должен решаться в плане комплексного развития этого района в увязке интересов всех отраслей народного хозяйства.

Наряду с выработкой большого количества исключительно дешевой энергии и участием в энергоснабжении крупнейших комплексов энергоемких производств гидростанции Сибири полностью примут на себя и выполнение режимных функций: снятие пиков нагрузок, резерва и т. д. Однако при этом надо иметь в виду особые условия формирования энергосистемы Сибири. Большой удельный вес энергоемких производств, которые будут потреблять примерно половину электроэнергии, обусловливает высокую плотность графика нагрузок и относительно небольшую величину его пиков. Мощные гидроэлектростанции с большими объемами водохранилищ и высокими возможностями регулирования имеют в системе большой удельный вес (около 40%). Поэтому проблема снятия пиков нагрузок не стоит здесь так остро, как в Европейской части Союза, и вполне успешно разрешается наличными в системе гидростанциями, не требуя ввода специальных пиковых электростанций. В связи с такими условиями вновь строящиеся гидроэлектростанции будут характеризоваться относительно высоким числом часов использования, которое составляет в среднем по всем намечаемым объектам Восточной Сибири 4500—5000.

В Западной Сибири, в связи с малым удельным весом гидроэнергии и меньшим удельным весом энергоемких производств, число часов использования мощности гидростанций будет в среднем около 4300.

Полноценное использование энергии и мощности гидроэлектростанций Сибири должно обеспечиваться хорошим развитием электрических связей, которыми будут соединены все основные электростанции. Строительство линий электропередачи напряжением 500 *кв* Братск — Иркутск и Братск — Красноярск — Кузбасс позволило создать Объединенную энергосистему Центральной Сибири, в которой гидростанции будут основными опорными пунктами.

В последующем соединение энергосистемы Центральной Сибири с Западно-Сибирской и Уральской на еще более высоких параметрах,

Сибири.

Сооружение гидростанций мощностью 4—6 млн. *квт*, дающих наиболее дешевую в Союзе электроэнергию, будет иметь решающее значение для развития производительных сил Восточной Сибири. Они создают возможность использования минерально-сырьевых богатств этого края путем создания крупнейших энрегопромышленных комплексов, главным образом энергоемких производств и, таким образом, создают предпосылки для освоения новых районов. Нельзя, разумеется, при этом рассматривать гидростанцию изолированно, как источник электроснабжения того или иного промышленного комплекса; наиболее полно ее возможности будут использоваться при работе в системе совместно с другими гидравлическими и тепловыми электростанциями, но и при этом сохраняется пионерная роль гидростанций в освоении новых районов и создании крупных промышленных комплексов.

Комплексный характер использования водных ресурсов Сибири помимо гидроэнергетики определяется главным образом обеспечением интересов водного транспорта путем создания глубоководных магистралей весьма большой протяженности. С завершением каскада гидростанций на р. Ангаре будет ликвидирована ее транспортная разобщенность и будет создан выход для судов из Байкала в Енисей и в Карское море. Улучшаются судоходные условия на Енисее, а также на его притоках. В южных районах создание гидроузлов обеспечит возможность орошения значительных массивов, в частности надо отметить намечаемое в перспективе орошение 500 тыс. *га* в Хакасско-Минусинском районе, одном из самых благоприятных для сельского хозяйства районов Сибири. Также будут созданы возможности орошения значительных площадей в междуречье Обь — Иртыш.

Что касается проблем водоснабжения, то в общем водные ресурсы района с избытком обеспечивают на любой расчетный уровень все потребности в воде промышленности, сельскохозяйственного производства и населения. Однако в ряде районов Сибири, в местах сосредоточенного развития крупных промышленных комплексов или отдельных крупных предприятий, уже в настоящее время создаются серьезные затруднения с обеспечением водой, но это происходит не из-за недостаточности стока, а вследствие неправильной эксплуатации объектов водоснабжения и недопустимого загрязнения водотоков сбросными водами промышленных предприятий. Такое положение сложилось, например, на реках Томь и Чулым; даже на таких крупных реках, как Енисей в районе Красноярска, Иртыш в районе Омска и некоторых других, загрязнение рек сбросными водами промышленных предприятий превышает допустимые нормы и создает серьезные затруднения. Для отдельных рек с большим числом крупных предприятий-водопотребителей требуется зарегулирование стока для обеспечения подачи воды в маловодные периоды.

Из Иртыша будет производиться отбор воды для водообеспечения района Экибастуза — Караганды — Джезказгана при помощи канала Иртыш — Караганда, а из притоков Иртыша — отбор воды для обводнения и водообеспечения районов Северного Казахстана. Однако сток Иртыша настолько велик, что изъятие части его для нужд этих районов не скажется заметно на выработке гидроэнергии, тем более, что основные гидростанции расположены выше створов забора вод.

Как видно из изложенного, освоение гидроэнергетических ресурсов Восточной Сибири будет идти весьма высокими темпами, путем сооружения гидроузлов, исключительных по своей мощности (4—6 млн. *квт*) и по возможностям регулирования. Несмотря на это, масштабы гидроэнергоресурсов этого района настолько велики, что, исходя из потребностей развития энергетики на уровне 1980 г. будет использовано около

половины их экономически эффективной части. Остающаяся неиспользованной часть гидроэнергоресурсов характеризуется также весьма благоприятными технико-экономическими показателями и может быть освоена с высокой концентрацией мощностей. Однако размещение этих объектов гидроэнергостроительства значительно менее благоприятно. Расположение их в отдаленных малообжитых районах, где трудно ожидать развития потребления электроэнергии достаточного масштаба, приводит к тому, что их освоение связано с передачей электроэнергии на весьма далекие расстояния. Это ставит сроки их осуществления в зависимость от развития техники дальних электропередач и выявления благоприятных технико-экономических показателей.

Развитие гидроэнергостроительства на Дальнем Востоке в ближайшей перспективе связано в основном с развитием энергетики и с ростом энергопотребления в южной, наиболее обжитой части и с использованием гидроэнергоресурсов бассейна Амура, потенциальные ресурсы которого определены в 228 млрд. *квт·ч*, а их экономически эффективная часть составляет 25%, т. е. 58 млрд. *квт·ч*. Использование этих гидроэнергоресурсов, помимо энергетики, решает еще одну весьма важную народнохозяйственную задачу — борьбу с наводнениями, имеющую большое значение для развития этого края. Первоочередными объектами гидроэнергостроительства являются строящаяся гидростанция на р. Зее, имеющая комплексное значение, Желундинская ГЭС на р. Бурее мощностью 1500 тыс. *квт*.

Использование богатых гидроэнергоресурсов других районов Дальнего Востока, оцениваемых в целом в 684 млрд. *квт·ч*, технически возможно на более отдаленную перспективу, связанную с экономическим развитием этих районов; в первый период оно будет носить локальный характер.

Что касается возможностей использования приливной энергии, ресурсы которой здесь очень велики, то реальных предпосылок для этого на Дальнем Востоке в рассматриваемой перспективе нет.

Особым, весьма интересным районом гидроэнергостроительства является Средняя Азия, располагающая значительными гидроэнергоресурсами (табл. XI.9).

Таблица XI.9

Республика	Потенциальные гидроэнергоресурсы, млрд. *квт·ч*	Экономический гидропотенциал		
		млрд. *квт·ч*	доля от потенциальных ресурсов, %	удельный вес в районе
Узбекская	80	11	14	7,5
Киргизская	136	48	35	33,0
Таджикская	282	85	30	58,2
Туркменская	22	1,7	7,7	1,3
Всего по Средней Азии . . .	520	145,7	28	100,0

Значительные ресурсы гидроэнергии сочетаются здесь с весьма большими запасами нефти и природного газа, выдвигающими Среднюю Азию в этом отношении на одно из первых мест в Советском Союзе. Высокая экономичность этих видов энергоресурсов, с которыми сопоставляются гидроэнергоресурсы в данном районе, привела к весьма низкому проценту экономически эффективных гидроресурсов от потенциальных; для Туркмении этот процент (7,5%) наиболее низок по Сою-

зу, что определяется как дешевизной сопоставляемых ресурсов нефти и газа, так и низким качеством гидроресурсов; также низок этот процент и для Узбекской ССР — 14; он значительно ниже средней величины по СССР; более высок этот процент и приближается к средней величине по СССР — для Таджикской ССР (Таджикская ССР имеет наиболее высокую по СССР насыщенность как потенциальными гидроэнергоресурсами — 1970 *квт·ч/км²*, так и технически возможными к использованию — 1000 *квт·ч/км²*) и Киргизской ССР, в которых сосредоточено свыше 90% экономичных гидроэнергоресурсов Средней Азии.

Эти ресурсы могут быть использованы сооружением высокогорных гидростанций большой мощности с хорошими условиями зарегулирования стока.

Развитие гидроэнергостроительства в Средней Азии тесно связано с потребностями орошаемого земледелия в воде, поэтому особое значение здесь приобретают вопросы водообеспеченности района и водохозяйственного баланса. Средняя Азия — район ограниченных водных ресурсов; суммарный сток рек здесь составляет примерно 2,5% общего стока рек СССР. Земельный фонд площадей, пригодных для орошения, намного превышает оросительные способности рек. Поэтому при планировании всех водохозяйственных мероприятий необходимо иметь в виду балансовые соображения, и принцип комплексного использования водных ресурсов должен соблюдаться здесь особенно строго.

Средняя Азия — основной район хлопководства СССР, производящий 90% всего хлопка, производимого в Советском Союзе. Эта роль сохраняется за ней в перспективе. Поэтому в водохозяйственном комплексе основным потребителем воды является орошение земель под хлопок. Проведенные укрупненные расчеты приводят к выводу, что при упорядочении поливного хозяйства и достижении рациональных оросительных норм потребности в воде сельского хозяйства Средней Азии в ближайшей перспективе могут быть удовлетворены стоком местных рек при обеспечении регулирования стока, которое должно осуществляться в различной степени для различных рек. Наибольшая степень регулирования потребуется для р. Сыр-Дарьи, в бассейне которой находится половина орошаемых в настоящее время земель, а также значительные массивы, орошение которых намечается в перспективе. Гидрографы рек Сыр-Дарьи и Аму-Дарьи имеют благоприятный характер в отношении многолетних колебаний стока: отклонение стока маловодного года повторяемостью 1 раз в 10 лет от среднего составляет для Сыр-Дарьи примерно 25%, а среднемаловодного — 15%; для Аму-Дарьи эти величины составляют соответственно 20 и 10%. Следовательно, даже в маловодные годы имеется относительно высокая обеспеченность годовых стоков. Следует отметить и благоприятное распределение стока по сезонам, довольно близко совпадающее с потребностями ирригации: высокий сток, вызываемый таянием снегов и ледников, приурочен к теплому периоду основных поливов земель. Здесь до последнего времени не проводилось крупных мероприятий по регулированию стока этих рек. В связи с ростом масштабов орошения и потребностей в воде необходимость регулирования определяется в первую очередь резким снижением расходов в отдельные месяцы. При дальнейшем развитии орошения потребуется регулирование стока в больших масштабах.

В первую очередь необходимо создание водохранилищ для сезонного регулирования стока. Однако для достижения более высокой надежности на Сыр-Дарье потребуется в дальнейшем, за пределами 1970—1975 гг. многолетнее регулирование стока с расчетной обеспеченностью водоотдачи, равной 90%.

В бассейне Аму-Дарьи намечается более интенсивное увеличение орошаемых площадей — примерно в 2 раза большее, чем в бассейне

р. Сыр-Дарьи, но и водные ресурсы ее бассейна значительно больше Поэтому здесь возникают меньшие требования к регулированию; достаточными будут относительно небольшие объемы сезонного регулирования в первый период и повышенные объемы сезонного регулирования в последующем. С развитием масштабов орошения и для повышения водообеспеченности орошаемых земель возникнет необходимость в многолетнем регулировании.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что изложенная оценка задач регулирования стока в Средней Азии исходит, во-первых, из упорядочения поливного хозяйства и достижения рациональных оросительных норм и, во-вторых,— из создания нормальных условий водозабора в низовьях рек, не требующих специальных попусков воды для поддержания необходимых для забора воды уровней в реке. Ввиду всего изложенного при определении перспектив использования гидроэнергоресурсов следует исходить из принципа комплексности их использования, который должен рассматриваться в двух аспектах: рационального сочетания гидравлических и тепловых электростанций, работающих на наиболее дешевом и экономичном топливе — природном газе, и комплексного использования водных ресурсов, в котором главными компонентами являются ирригация и гидроэнергетика. Таким образом, гидроэнергетика является как бы связующим звеном между энергетикой и водным хозяйством.

При решении указанных задач в ряде случаев приходится учитывать и увязывать противоречивые интересы и требования энергетики и ирригации в отношении эксплуатационных режимов и характера регулирования стока. В конкретных условиях Средней Азии эта увязка может быть достигнута путем осуществления двойной системы регулирования стока — созданием двойной системы водохранилищ. При этом в высокогорных районах сооружаются крупные гидроузлы с большими напорами, создающие большие емкости, обеспечивающие возможность многолетнего регулирования стока. В состав этих гидроузлов входят мощные гидроэлектростанции, работающие на зарегулированном стоке и имеющие возможность работать по графику, определяемому режимом работы энергосистемы.

В предгорных районах создается вторая система водохранилищ, задачей которых является перерегулирование стока на режим, определяемый требованиями ирригации. Такая система регулирования позволяет наиболее полно и удачно сочетать интересы энергетики и ирригации и наиболее полно использовать водные ресурсы в интересах народного хозяйства в целом. Предстоящий период как раз и характеризуется переходом от создания низко- и средненапорных гидроузлов в районах орошаемого земледелия к созданию мощных гидроузлов с большими регулирующими емкостями и мощными гидростанциями в горных районах. Этот тип гидростанций и будет основным как в ближайшей, так и в более отдаленной перспективе. В Средней Азии основная масса гидроэнергоресурсов сосредоточена именно в верховьях рек и их использование может быть реализовано такими гидростанциями.

Основные реки предстоящего гидроэнергостроительства — Нарын и Вахш.

На р. Нарын имеются возможности создания регулирующих объемов, достаточных практически для любой степени зарегулирования стока р. Сыр-Дарьи, с мощными гидростанциями с выработкой электроэнергии, измеряемой миллиардами киловатт-часов. В качестве первоочередного объекта выбрана Токтогульская гидроэлектростанция, строительство которой уже начато. При этой ГЭС создается водохранилище многолетнего регулирования, обеспечивающее требования ближайшей перспективы. Ниже по течению р. Нарын намечено строительст-

во трех гидростанций, работающих на зарегулированном Токтогульским водохранилищем стоке.

Намечается также использовать имеющиеся благоприятные условия для создания крупных гидростанций с водохранилищами большой мощности в верхнем течении р. Чирчик и на ее притоке р. Чаткал. Эти гидроузлы позволят полностью зарегулировать сток р. Чирчик, обеспечивающей водой один из основных хлопководческих районов Средней Азии, улучшить условия орошения и работу лежащих ниже первых крупных гидроэлектростанций, построенных в Средней Азии и работающих на незарегулированном расходе. В настоящее время строится Чарвакская ГЭС.

Ближайшие перспективы гидроэнергостроительства в бассейне Аму-Дарьи связаны со строительством ряда гидростанций на р. Вахш, где в настоящее время строится Нурекская ГЭС мощностью первой очереди 1,8 млн. *квт* с последующим доведением до 2,7 млн. *квт*, с возможностями регулирования, которые обеспечивают потребности на ближайшую перспективу. Вслед за ней будет начато строительство лежащей выше еще более мощной электростанции — Рогунской, которая обладает возможностями многолетнего регулирования. Следующие гидростанции каскада, меньшей мощности, будут работать на хорошо зарегулированном стоке. Верхнее течение р. Вахша выше Рогунской ГЭС весьма труднодоступно по транспортным условиям.

Большие энергетические возможности второй составляющей Аму-Дарьи — р. Пяндж, оцениваемые предварительными проектными соображениями примерно в 100 млрд. *квт · ч*, еще совершенно не изучены. В настоящее время только приступили к работам по составлению схемы комплексного использования и поэтому нет возможности оценить реальные перспективы и масштабы ее использования, тем более, что потребности как в гидроэнергии, так и в регулирующих емкостях в Средней Азии могут быть удовлетворены в ближайший период без гидроэнергетического строительства на р. Пяндж.

Несмотря на вызываемое потребностями энергетики и ирригации интенсивное развитие гидроэнергостроительства в Средней Азии, к концу ближайшей перспективы останутся неиспользованными еще около 50% экономически эффективных гидроэнергоресурсов. Освоение значительной их части, расположенной в высокогорных районах Таджикской и Киргизской ССР, осложнено весьма трудной транспортной доступностью и высокой сейсмичностью некоторых районов их расположения. Следует отметить также слабую изученность и недостаточную проектную подготовленность последующих объектов гидроэнергостроительства, что затрудняет определение их очередности. Ближайшие перспективы гидроэнергостроительства в Средней Азии характеризуются высокой степенью концентрации мощностей: средняя мощность ГЭС составит около 600 тыс. *квт*.

Наиболее мощные гидростанции Средней Азии будут располагаться по периферии наиболее обжитой части и для включения их в общую энергосистему потребуется сооружение линий электропередачи высокого напряжения большой протяженности. Характерной особенностью энергосистемы будет наличие в ней и тепловых электростанций большой мощности, работающих на природном газе. Поэтому здесь создается весьма эффективная и весьма сложная энергетическая система, объединяющая газопроводы, линии электропередачи, гидравлические и тепловые электростанции в единое энергетическое хозяйство. Это в сочетании с требованиями, предъявляемыми водохозяйственным комплексом, придает особый характер режиму и условиям работы гидростанций, связывая их с интересами всех отраслей народного хозяйства.

Вследствие исключительно благоприятного сочетания наиболее экономичных видов энергоресурсов организация энергетического хозяйства должна строиться на основе всемерной централизации энергоснабжения, охватывающей как электроэнергетику, так и газовое хозяйство. Это означает создание единой системы энергетического хозяйства района путем сооружения мощных газопроводов и их кольцевания и создания централизованной системы электроснабжения. В этих условиях все крупные гидростанции будут включены в единую Среднеазиатскую энергосистему и работать по единому графику с тепловыми станциями большой мощности на природном газе. Этим определяются функции и характер работы гидроэлектростанций. В связи с сооружением гидростанций будут создаваться комплексы энергоемких производств, что окажет влияние на режим работы и характер использования гидроэлектростанций.

Особенности энергосистемы, в которой около 60% будут составлять тепловые электростанции преимущественно большой мощности и высоких параметров, вызывают необходимость выполнения гидроэлектростанциями режимных функций, хотя в ряде случаев это связано с необходимостью увеличения пропускной способности линий электропередачи большой протяженности.

Другие компоненты водохозяйственного комплекса — водоснабжение, судоходство, рыбное хозяйство — предъявляют здесь относительно небольшие требования; однако при небольших отъемах воды для промышленного водоснабжения особое внимание должно быть обращено на требования к надлежащей очистке промышленных сбросных вод. Расположение ряда крупных промышленных узлов в верхнем течении рек может вызвать угрозу загрязнения всего бассейна, что особенно недопустимо при том значении, которое имеет вода в Средней Азии.

В связи с развитием ирригации и увеличением забираемого для этой цели количества воды уже в ближайшей перспективе будет почти полностью исчерпан сток ряда рек. В дальнейшем это будет относиться и к более крупным рекам. Так, для Сыр-Дарьи, по предварительной оценке, водозабор составит до 90% среднего стока; процент забираемой воды из Аму-Дарьи соответственно меньше, но все же размер свободного стока резко сократится. Это приведет к снижению поступления воды в Аральское море. Современный уровень Аральского моря находится на наиболее высокой отметке за последние десятилетия. Однако в связи с развитием орошения будет происходить постепенное падение этого уровня, что выдвигает ряд серьезных народнохозяйственных задач и требует специального изучения. В первую очередь необходимо углубленное изучение водного баланса основных бассейнов в связи с увеличением забора воды на орошение и изменением условий зарегулированности стока.

Другим следствием проводимых в Средней Азии крупных водохозяйственных мероприятий будет изменение режима твердого стока. Создание крупных водохранилищ приведет к выпадению в них наносов и поступлению в нижний бьеф осветленной воды. Увеличение забора воды и снижение ее расходов в реке приведут к снижению транспортирующей способности потока. Все это резко изменит условия формирования русел рек и потребует специального изучения для предотвращения нежелательных явлений, нарушающих нормальную работу водной сети и водозаборных сооружений.

Точно так же требует изучения вопрос об изменении степени минерализации воды в реках в связи с резким увеличением процента стока, изымаемого на орошение.

Указанные соображения еще раз подтверждают необходимость самого бережного отношения к использованию стока рек Средней Азии и проведения решительных мероприятий по рациональному расходованию воды в первую очередь и главным образом на орошение. Только таким

ка, когда встанет вопрос о пополнении водных ресурсов Средней Азии за счет других районов, что потребует неизмеримо больших капиталовложений и объемов работ.

Эта проблема — переброска части стока сибирских рек в бассейн Аральского моря — ввиду своих масштабов, большой сложности и многообразия затрагиваемых вопросов требует заблаговременного проведения углубленных научных исследований.

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСОВ В ПЕРСПЕКТИВЕ

Важным этапом гидроэнергетического строительства явилось завершение семилетнего плана 1959—1965 гг. Этот период был характерен более высокими темпами роста выработки электроэнергии по сравнению с валовой продукцией всей промышленности. В 1965 г. производство электроэнергии достигло 507 млрд. *квт·ч*, что означает увеличение по сравнению с 1958 г. в 2,15 раза. При этом характерными являются высокие темпы роста по союзным республикам (табл. XI.10).

Таблица XI.10

Республика	Выработка электроэнергии, млрд. *квт·ч*	
	1958 г.	1965 г.
РСФСР	158,3	333,0
Украинская	43,9	95,0
Белорусская	2,7	8,0
Узбекская	4,7	11,5
Казахская	8,5	19,0
Грузинская	3,0	6,0
Азербайджанская	5,6	10,0
Литовская	0,8	4,0
Молдавская	0,5	3,0
Латвийская	1,4	1,5
Киргизская	0,8	2,5
Таджикская	0,9	1,5
Армянская	2,5	3,0
Туркменская	0,6	1,5
Эстонская	1,2	7,0
Всего по СССР	235,4	507

В период семилетнего плана происходило дальнейшее перемещение основных объемов гидроэнергостроительства в восточные районы страны к основным сосредоточениям высокоэффективных гидроэнергоресурсов. Интенсивно развивался процесс концентрации мощностей гидроэлектростанций.

Из сооружаемых гидростанций суммарной мощностью свыше 30 млн. *квт* к концу семилетки осуществлен ввод полной мощности на 19 гидростанциях, в числе которых Братская (3,825 млн. *квт*), Воткинская (1 млн. *квт*), Бухтарминская (600 тыс. *квт* из 675 тыс. *квт*) и ряд других крупных гидростанций. Частично введены Плявиньская и некоторые другие крупные гидростанции. Общий ввод мощностей на гидростанциях за семилетие превысил 11 млн. *квт*. Создан задел для ввода мощностей за

пределами 1965 г.; в числе этого задела гидростанции: Красноярская — 6 млн. *квт*, Саяно-Шушенская — 6,3 млн. *квт*, Усть-Илимская — 4,3 млн. *квт*, Нижне-Камская, Токтогульская и Чиркейская, мощностью свыше 1 млн. *квт* каждая. В решающий этап строительства вступили Нурекская и Ингурская ГЭС; начато строительство Зейской ГЭС.

Произошло значительное увеличение выработки гидроэнергии в восточных районах, удельный вес которых поднялся в 1965 г. до 35%.

В результате дальнейшего намечаемого гидроэнергостроительства резко повысится использование наших гидроэнергоресурсов. Примерно через 20 лет будет вовлечено в использование около половины всех экономически эффективных гидроэнергоресурсов страны: в Европейской части (включая Северный Кавказ и Закавказье) будет использовано 80%, причем по собственно Европейской части будут вовлечены в использование все эффективные запасы гидроэнергии, по Северному Кавказу — около 60% и по Закавказью — около 70%; в восточных районах будет использовано около 50% экономически эффективных гидроэнергоресурсов.

Необходимо приступить к определению путей освоения гидроэнергоресурсов на отдаленную перспективу. Это потребует углубленных научных работ вследствие того, что, с одной стороны, отсутствуют определенные предположения о промышленном освоении районов размещения остающихся неиспользованными гидроресурсов в отдаленной перспективе, а с другой,— данные по технико-экономическим показателям передачи электроэнергии при дальнейшем повышении ее параметров, а также вследствие неясности дальнейших технических путей развития энергетики в более отдаленной перспективе. Тем не менее, рациональное комплексное использование водных ресурсов, вследствие их особой специфики, требует разработки плановых предположений на отдаленную перспективу (до 2000 г.), и выполнение этих исследований представляется весьма актуальной задачей.

Интересно отметить, что несколько лет назад, в связи с появившимся интересом к развитию атомных электростанций, в зарубежных кругах энергетиков развернулась дискуссия о влиянии, которое окажет атомная энергетика на перспективы и роль гидроэнергостроительства. В результате обсуждения, технических и энергоэкономических расчетов и сопоставлений выявилась точка зрения, что если в будущем при достижении технического прогресса в атомной энергетике и значительного снижения удельных стоимостных показателей атомных электростанций, можно в известных условиях предполагать некоторое вытеснение ими тепловых электростанций обычного типа, то другое положение складывается по отношению к гидроэнергетике. При повышении в системе удельного веса атомных станций, характеризуемых высокими капиталовложениями и работой в условиях базисной нагрузки, настолько возрастают требования к станциям, которые могут выполнять режимные функции и следовать изменению графика нагрузки, что роль гидростанции не только не будет снижаться, а, наоборот, потребуется и будет оправдано вовлечение в использование даже тех гидроэнергоресурсов, которые в настоящее время не представляются достаточно экономичными. В этом отношении показателен пример Англии, где при форсированном строительстве атомных электростанций и практическом отсутствии гидроэнергоресурсов разработана обширная программа ввода гидроаккумулирующих электростанций суммарной мощностью 2 млн. *квт*.

Одной из особенностей гидроэнергостроительства в предстоящем периоде является осуществление каскадного строительства. Энергетическое освоение рек строительством последовательных ступеней имеет ряд энергетических и строительных преимуществ.

С точки зрения строительной переход строительного коллектива на следующую или смежную ступень использования приводит к значительному сокращению подготовительного периода, позволяет использовать уже слаженный и сработавшийся строительный коллектив, накопивший опыт работы в данных условиях и с данными типами сооружений, позволяет производить последовательное перебазирование строительного коллектива на новый объект по специальностям, по видам работ и, наконец, позволяет в значительной степени использовать сложившуюся строительную базу, подсобные предприятия, парк строительных механизмов и т. д. К сожалению, этот фактор не получает количественной оценки в технико-экономических расчетах при определении очередности объектов гидроэнергостроительства.

С точки зрения энергетической рассмотрение гидростанции в условиях каскада при наличии водохранилища обычно позволяет обоснованно повышать параметры гидростанции. В этом случае обычно возрастают расчетный расход ГЭС и ее установленная мощность. Увеличение мощности, работа на более постоянных напорах и регулирование стока оказывают известное влияние и на повышение выработки энергии. Каскадный характер освоения гидроэнергоресурсов приводит также к снижению максимальных расчетных расходов воды.

Ориентировочно, на основе анализа данных по ряду объектов, можно следующим образом оценить влияние перехода к каскадным условиям работы на улучшение экономических показателей гидростанций. Снижение удельных показателей на один установленный киловатт может составить 15—30%, на один обеспеченный киловатт — 1—3 раза и на киловатт-час выработки — на 5—15%.

В Советском Союзе уже имеется ряд полностью законченных каскадов на реках Свирь, Раздан и др. Близко к завершению полное освоение Волги, Днепра и некоторых рек Карелии. В настоящее время коллективы строителей работают над освоением еще более крупных каскадов на реках: Ангаре, Иртыше, Енисее, Вахше, Нарыне. Бесспорно, что такое выполнение и последовательность работ дадут дополнительный энергетический и экономический эффект и явятся одним из путей повышения эффективности использования капитальных вложений.

Следует отметить и следующую особенность предстоящего гидростроительства: каскадное освоение водотоков сочетается со значительным повышением степени зарегулированности. Совместная работа систем водохранилищ на таких реках, как Волга, Днепр, позволяет значительно повысить эффект от использования водохранилищ в результате применения диспетчерского графика регулирования стока по всему каскаду. С перемещением основных объемов гидроэнергостроительства в восточные районы страны и в горные районы Средней Азии значительно увеличивается возможность создания гидростанций с высокой степенью регулирования и высокой обеспеченностью выработки электроэнергии. Это обусловливается природными условиями, позволяющими переходить на гидростанции с высокими плотинами, и, с другой стороны, значительно меньшей обжитостью и освоенностью районов водохранилищ, что позволяет создавать их с минимальным народнохозяйственным ущербом.

Вследствие ряда природных особенностей районов створов и водотоков наибольший фонд высокозарегулированной энергии имеется в восточных районах страны. Ориентировочно можно оценить, что к этим районам относится 85% водохранилищ многолетнего регулирования (по полезному объему).

Крупнейшими концентрациями зарегулированной энергии характеризуются районы рек Ангары, Енисея, а также верхнего течения Иртыша, имеющие относительно выравненный сток и особо благоприятные

природные условия для создания мощных гидроэлектростанций с крупными водохранилищами и дешевой энергией.

Основными энергетическими районами Европейской части, имеющими значительный удельный вес высокозарегулированной гидроэнергии, являются Карело-Мурманский и Западный районы. Однако ее абсолютные размеры здесь невелики в соответствии с общей величиной гидроэнергетического потенциала.

Если рассмотреть весь фонд эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных ГЭС Союза, то окажется, что доля их гидроэнергии, зарегулированная в многолетнем и сезонном разрезе, составляет величину свыше 50% их общей выработки, а общий фонд зарегулированной энергии, как это было установлено в главе IV,— около 37% всего технического потенциала гидроэнергии.

Основные каскады гидроэлектростанций, осуществляемые в настоящее время и намечаемые на ближайшую перспективу, запроектированы таким образом, что в состав каждого из них входит гидроузел или несколько гидроузлов, являющихся регуляторами стока. Это — Кременчугское водохранилище на Днепре, Бухтарминское на Иртыше, Токтогульское на Нарыне, Нурекское на Вахше, водохранилище ИнгуриГЭС, цепь водохранилищ на Волге. Особенно благоприятны условия на Ангаре, где образованные уже водохранилища — Байкальское (подпором оз. Байкал) и Братское, а также водохранилища расположенных ниже ступеней, создают практически неограниченные возможности регулирования стока. Повысится зарегулированность стока Енисея после сооружения Саяно-Шушенской ГЭС. Большинство этих водохранилищ регулирует сток в верховьях каскадов, оказывая тем самым влияние на расположенные ниже ступени и работая в режиме компенсирующего регулирования. По мере завершения каскадов ГЭС степень зарегулированности будет возрастать.

Весьма существенным признаком предстоящего гидроэнергостроительства является улучшение технико-экономических показателей водохранилищ строящихся гидростанций. Это имеет тем большее значение, что создание регулирующих водохранилищ становится в перспективе одной из важных задач.

Относительные размеры затопления земель, населенных пунктов и других народнохозяйственных объектов по намечаемым к созданию в перспективе водохранилищам значительно меньше, чем водохранилищ, построенных ранее и строящихся в настоящее время (см. также главу X). Это объясняется несколькими причинами. Главная из них — сдвиг гидроэнергостроительства в менее освоенные в хозяйственном отношении и менее населенные таежные районы Сибири, Дальнего Востока, севера Европейской части СССР и в горные районы Кавказа, Средней Азии, Саян, Алтая. Улучшение технико-экономических показателей водохранилищ, намечаемых к строительству в ближайшие десятилетия, видно из следующих примеров.

Затопление земель из расчета на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии при создании Днепровского и Волжско-Камского каскадов составляет от 50 до 200 *га*, а по Ангаро-Енисейскому каскаду — около 15 *га*, т. е. в 3—15 раз меньше. Аналогично этому при сдвиге гидроэнергостроительства в Сибирь уменьшается количество переносимых из зон затопления дворов. Так, например, по сравнению с водохранилищами Днепровского каскада в зону затопления Ангаро-Енисейского каскада в расчете на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии попадает в 35—40 раз меньше дворов.

Общие тенденции улучшения технико-экономических показателей по перспективным водохранилищам видны из данных, приводимых в табл. XI.11.

При рассмотрении вопроса о возможно более эффективном использовании гидроэнергоресурсов в перспективе следует также рассмотреть влияние электрических связей и условий работы гидростанций в системе.

Здесь не дается общей характеристики значения и оценки создания крупных объединений энергосистем, которое в итоге приведет к созданию Единой энергетической системы Советского Союза. В настоящей главе этот вопрос освещается лишь применительно к проблемам развития гидроэнергетики.

Таблица XI.11

Водохранилища	Затопление земель на 1 млн. *квт·ч* выработки гидроэнергии, *га*	Затопление сельскохозяйственных земель на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии, *га*	Число переносимых дворов на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии	Затраты, связанные с созданием водохранилища на 1 млн. *квт·ч* выработки электроэнергии, тыс. руб.
Действующих гидроэлектростанций	36,9	18,2	2,4	12,7
Строящихся гидроэлектростанций	29,1	12,4	1,6	11,0
Перспективных:				
комплексного значения	26,2	6,1	0,6	5,7
энергетического значения	4,4	3,3	0,1	2,0

Как было показано выше, гидростанции наиболее рационально используются в мощных энергосистемах, имеющих, как правило, смешанный характер. При этом имеется возможность обоснованно повышать установленную мощность гидростанции с полноценным ее использованием для несения режимных функций в системе. При этом строительная стоимость повышается незначительно, так как основные гидротехнические сооружения, которые по существу определяют стоимость гидростанции, остаются без изменения, а дополнительные затраты вызываются лишь повышением стоимости оборудования и некоторым удлинением здания ГЭС. Дополнительный киловатт установленной мощности ГЭС при сохранении параметров гидроузла в обычных условиях оценивается в пределах 30—70 *руб/квт*, т. е. имеет стоимость, равную или меньшую, чем на заменяемой ТЭС. При этом обеспечивается оптимальный, более равномерный режим работы конденсационных тепловых электростанций, что имеет особое значение при переходе в перспективе на более высокие параметры и более мощные агрегаты (до 800 тыс. *квт*) на тепловых электростанциях. При работе в более мощной системе создаются предпосылки для повышения единичной мощности агрегатов ГЭС, которая из условий надежности работы не должна превышать 10—15% суммарной установленной мощности системы, что обеспечивает снижение эксплуатационных затрат, а также некоторое сокращение строительной стоимости и, кроме того, позволяет добиваться более высокого коэффициента полезного действия агрегатов.

Условия работы гидростанций в системе улучшают использование водотока, смягчают затруднения, вызываемые неравномерностью его режима; при работе в более острой части пика нагрузок мощностный эффект достигается при меньшем объеме регулирующей призмы. Такие благоприятные условия наиболее полно создаются при работе гидростанции в энергосистемах, включающих электрические станции различных типов. Поэтому, говоря о степени эффективности вовлечения в использование тех или иных гидроэнергоресурсов, необходимо учитывать и системные условия работы.

Можно привести ряд примеров, показывающих, насколько повышается эффективность использования гидроэнергоресурсов при включении гидростанции в мощную энергосистему.

Плявиньская ГЭС на р. Даугаве на первой стадии проектирования предназначалась только для работы в местной энергосистеме и при этом ее установленная мощность определялась в 200 тыс. *квт* в соответствии с энергоэкономическими расчетами. При работе ее в Объединенной северо-западной энергосистеме и при возложении на нее режимных функций (покрытие пиков нагрузки и несение резерва) полноценно используемая установленная мощность была поднята до 825 тыс. *квт*.

Подсчетами было установлено, что Волжская ГЭС имени В. И. Ленина при работе на местный район должна была бы иметь мощность на 700 тыс. *квт*, или на 30% ниже, чем была принята в окончательном проекте с учетом межсистемных связей.

На начальных стадиях проектирования Братской гидроэлектростанции, когда условия ее работы ограничивались только энергоснабжением местного потребителя, предполагалась мощность 3,2 млн. *квт*. В дальнейшем, когда было обосновано придание ей системных функций и соединение ее мощными линиями 500 *кв* с Иркутской и Красноярской системами, мощность была значительно повышена с доведением в перспективе до 4,5 млн. *квт*.

Саяно-Шушенская ГЭС, строительство которой начато на Енисее, несмотря на весьма хорошие условия регулирования, при работе на местного потребителя имела бы мощность около 3 млн. *квт*, а при соединении ее с Красноярской и Кузнецкой энергосистемами, а также с системой Западной Сибири, будет полноценно использовать мощность 5,3 млн. *квт*, что придает ей крупное межсистемное значение.

В создании крупных энергосистем, охватывающих значительные территории нашей страны, гидроэлектростанции играют ведущую роль. Вследствие весьма благоприятных системных характеристик крупных гидроэлектростанций они создают энергетические и экономические предпосылки для создания мощных объединений энергосистем. Гидростанции являются, как правило, опорными узловыми пунктами таких объединений, определяя время их создания, масштабы, конфигурацию и характер.

Напомним, что начало создания объединенной энергосистемы Европейской части СССР, которая уже сейчас объединяет районы Центра, Юга, Поволжья и Урала, было заложено строительством крупнейших гидростанций на Волге. Эти станции стали основным фактором, позволившим соединить крупнейшие объединенные энергосистемы Европейской части Союза: Центральную, Южную, Поволжскую и Уральскую, объединяющие 30% всех районных систем страны.

Объединение энергосистем республик Закавказья базировалось на появлении крупных гидростанций, работающих на водотоках с различными условиями.

Создание объединения энергосистем Средней Азии обусловливается также строительством гидростанций в центральных ее районах и резко усиливается после создания в периферийных зонах гидростанций особо крупной мощности с большими возможностями регулирования таких, как Нурекская и Рогунская на р. Вахш, Токтогульская на р. Нарын и другие гидростанции в высокогорных районах.

Объединение энергосистем Сибири опирается на такие уникальные гидростанции, как Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская, а также Иркутская и Новосибирская. В дальнейшем расширение масштабов этого объединения будет связано со строительством новых крупнейших гидростанций на Ангаре и Енисее и с возможностями передачи электроэнергии из Восточной Сибири в дефицитные по энергоресурсам районы

масштабы этого объединения расширятся за счет включения районов нижней Лены после сооружения Нижне-Ленской гидростанции, а также при достижении того уровня, когда будет эффективным сооружение мощных приливных гидростанций с мощностями, оцениваемыми в 10—15 млн. *квт*. Распространение этого объединения на Дальний Восток может происходить только при условии строительства гидростанций в бассейне Амура.

Таким образом, как и при создании энергообъединений в прошлый период, создание Единой энергетической системы Советского Союза опирается на мощные гидроэлектростанции, являющиеся ее опорными пунктами. С другой стороны, создание такого объединения создает новые условия для работы гидроэлектростанций и значительно повышает их эффективность.

Значительное влияние на вовлечение отдаленных гидроэнергоресурсов оказывает уровень техники дальних электропередач. Даже для освоенных в хозяйственном отношении районов страны сооружение дальних линий электропередач связано с сооружением мощных гидроэлектростанций. Сооружение Волжской ГЭС имени В. И. Ленина потребовало для наиболее эффективного использования ее энергии создания сверхдальних линий электропередач напряжением 500 *кв* на Москву и Урал. Это напряжение находит широкое применение при включении в энергосистему строящихся сибирских гидроэлектростанций—Братской, Красноярской, Саяно-Шушенской. Вовлечение в использование наиболее мощных отдаленных источников гидроэнергии сибирских рек потребует дальнейшего повышения уровня техники передачи электроэнергии. Очевидно, для этих условий будет недостаточно достигнутого уровня напряжения и потребуется переход на линии постоянного тока напряжением 1500 *кв*, а в дальнейшем и на более высокие параметры — 2000—2200 *кв*,— что еще больше повысит экономичность передачи. Освоение этих параметров будет определяться в первую очередь требованиями передачи электроэнергии из восточных районов в Европейскую часть СССР. Для ряда крупнейших гидростанций Сибири эти обстоятельства будут решающими при определении возможностей и сроков их вовлечения в использование.

Особо надо подчеркнуть важность этого фактора для использования энергии Нижне-Ленской ГЭС, мощность которой определяется предварительными расчетами в 20 млн. *квт* и энергия которой не может быть потреблена на месте.

Создание каскадов гидростанций, крупных систем и сверхдальних объединений гидроэлектростанций, увеличение количества гидростанций в системе позволяют использовать еще одну благоприятную особенность наших гидроэнергоресурсов. Как известно, одним из недостатков гидроэлектростанций является более низкая по сравнению с тепловыми электростанциями надежность электроснабжения вследствие неравномерности выработки энергии как в годовом, так и в многолетнем разрезе. Это обстоятельство учитывается выбором расчетной обеспеченности и установлением гарантированной мощности. Необходимость восполнить недовыработку энергии в отдельные годы и периоды вызывает дополнительные затраты, влияющие на экономичность работы ГЭС. Неравномерность выработки отдельных гидростанций может быть уменьшена за счет регулирования стока, возможности которого, как было показано в главе IV, имеют значительные масштабы: фонд выявленной зарегулированной энергии составляет 775 млрд. *квт · ч/год*. Но все же для сопоставимости условий работы тепловых и гидравлических электростанций необходимо для компенсации недовыработки энергии гидростанциями в отдельные периоды предусматривать повышение выработки энергии тепловыми (конденсационными) станциями.

Рассматривая вопросы надежности работы гидростанций в перспективе, можно сделать вывод о резком ее повышении, в пределе достигающем полной обеспеченности.

Суммарная отдача ГЭС, работающих в объединенных системах, становится более выровненной, повышается их суммарная гарантированная мощность, резко снижаются затраты на компенсацию энергии в отдельные периоды года и в отдельные годы. В особенности большой эффект дает объединение гидростанций, работающих на разных водотоках и в различных условиях формирования стока. Выравнивание колебаний энергоотдачи тем больше, чем большее число гидростанций объединяется в Единой энергосистеме. При этом суммарная обеспеченность получается значительно большей, чем обеспеченность отдельных гидростанций. Повышенная обеспеченность работы ряда гидростанций при совместной работе иллюстрируется данными, приведенными в табл. XI.12.

Таблица XI.12

Изменение обеспеченности совокупной отдачи ГЭС при объединении энергосистем

Обеспеченность отдачи при раздельной работе ГЭС, %	Обеспеченность отдач при совместной работе, %			
	мощность ГЭС Средней Азии при компенсированном регулировании	зарегулированные расходы рек Сибири и Дальнего Востока и Европейской части СССР	меженные бытовые расходы рек	
			СССР	Европейская часть СССР
50	70	—	—	—
60	80	70	—	—
70	84	85	—	—
75	—	—	93,0	82,0
80	89	92	96,0	85,0
85	93	—	98,5	94,0
90	97	96	99,9	99,9
95	98	98	99,9	99,9
98	99,9	99,9	99,9	99,9

Выравнивание выработки энергии гидростанций при их объединении определяется снижением коэффициента изменчивости стока при совместном их рассмотрении по сравнению с изолированным. По данным Н. В. Сомова, коэффициент изменчивости годового стока отдельных рек Европейской части СССР колеблется в пределах 0,14—0,40, а при совокупном стоке он составляет 0,13; для рек Сибири и Средней Азии соответственно — 0,11—0,28 и 0,10. В целом по СССР этот эффект еще более разителен: коэффициент изменчивости стока отдельных рек составляет 0,11—0,40, а совокупной — 0,09. Такой же характер носят изменения коэффициента изменчивости меженного стока при раздельном и совокупном рассмотрении их.

К концу рассматриваемой перспективы, когда будет вовлечено в использование около половины экономичной части гидроэнергоресурсов, когда действующих гидростанций будет около 300 при их размещении на различных водотоках и при создании мощных энергетических объединений, охватывающих значительные территории, повышение надежности энергоотдачи гидростанций достигнет значительной величины и гидростанции в объединенных системах будут работать с обеспеченностью, близкой к 100%. Использование всех преимуществ совместной работы гидростанций в крупной объединенной энергосистеме требует, разумеет-

ся, создания соответствующей пропускной способности линий передач, экономическая эффективность чего должна быть в каждом отдельном случае проверена соответствующими технико-экономическими расчетами.

В качестве примера возможности применения наряду с водохозяйственным регулированием каскадов ГЭС межбассейнового регулирования отдачи гидростанций может служить единая энергосистема Сибири с гидростанциями на реках Ангаре и Енисее. Наиболее благоприятно это сказывается здесь в условиях, когда объединяется работа гидростанций, использующих реки с асинхронным характером стока. В этом случае водноэнергетический эффект от межбассейнового электрического регулирования будет происходить за счет естественной взаимной компенсации отдачи гидростанций даже при одинаковых регулирующих возможностях их водохранилищ. Вследствие неодновременности наступления маловодных периодов, различной их продолжительности и различия во внутригодовом распределении стока наблюдается естественная взаимная компенсация гидроэнергетических ресурсов Ангары и Енисея. Эффект от естественной компенсации повышается за счет регулирования стока Байкальским и Братским водохранилищами, которые, таким образом, являются межбассейновыми компенсаторами при совместной работе в Объединенной энергосистеме гидростанций на Ангаре и Енисее. В результате совместной работы трех гидростанций — Иркутской, Братской и Красноярской — среднесуточная мощность этих гидростанций вырастает примерно на 500 тыс. *квт*. При дальнейшем использовании гидроэнергетических ресурсов этих рек и строительства на Ангаре и Енисее еще по одной крупной гидростанции эффект совместной работы выразится в увеличении значения зарегулированной среднесуточной мощности примерно на 1 млн. *квт*. Увеличение зарегулированности приведет к соответствующему повышению установленной мощности гидростанции; в частности, мощность Красноярской гидростанции в результате этого могла быть повышена более чем на 400 тыс. *квт*.

В табл. XI.13 приводятся данные, характеризующие эффект объединения гидростанций Ангаро-Енисейского и Волжско-Камского каскадов.

Таблица XI.13

Повышение гарантированных средних мощностей при объединении ГЭС

Гидроэлектростанция, каскад	Суммарная мощность при работе, *Мвт*		Увеличение мощности при объединении, *Мвт*	%
	раздельной	совместной		
Красноярская, Иркутская, Братская	4 270	4 725	455	10,7
Ангарский и Енисейский каскады .	9 940	10 900	960	9,7
Ангаро-Енисейский и Волжско-Камский каскады	13 370	15 600	2230	16,7

Выявление перспектив использования гидроэнергоресурсов проводилось по отдельным районам страны и крупным энергосистемам с учетом межрайонных и межсистемных связей и определением эффективности перетоков энергии транзитного или маневренного характера. В соответствии с этими факторами, а также с учетом обеспеченности различных районов страны различными видами энергетических ресурсов, различными условиями предстоящего развития народного хозяйства, его

масштабами и характером потребителей энергии складывалась различная структура энергосистем с различным удельным весом гидроэнергии в энергетическом балансе районов как по выработке электроэнергии, так и по мощности.

В результате практически полного исчерпания гидроэнергоресурсов в Европейской части Советского Союза и на Урале удельный вес гидроэнергии в энергобалансе, как указывалось выше, будет сокращаться в рассматриваемой перспективе и снизится до 10%. В дальнейшем этот процент будет еще больше снижаться вследствие того, что развитие энергетики будет происходить исключительно за счет сооружения различных типов тепловых станций. Однако, как отмечалось выше, удельный вес гидростанций по мощности будет несколько больше и их режимное значение сохранится на длительный период времени.

На Северном Кавказе удельный вес гидростанций сохранится примерно на существующем уровне.

Для Закавказья с его недостаточными в целом энергетическими ресурсами предстоит широкое вовлечение в использование всех возможных гидроэнергоресурсов, но и при этом рост гидроэнергии, очевидно, будет отставать от роста энергопотребления и ее удельный вес будет находиться на уровне 30%.

В Восточной Сибири ввод ряда уникальных по мощности гидроэлектростанций приведет к повышению удельного веса гидроэнергии в энергобалансе и долю гидростанций в выработке электроэнергии можно оценить в 50%.

Что касается Средней Азии с ее весьма разнообразным характером высокоэффективных энергоресурсов (нефть, газ, гидроэнергия), то здесь, очевидно, развитие электроэнергетики будет происходить на базе использования всех видов энергоресурсов с возрастанием экспорта их в дефицитные по топливу районы. При этом можно ожидать, что удельный вес гидроэнергии в электробалансе снизится, так как при строительстве весьма крупных гидроузлов комплексного значения одновременно будет происходить и строительство еще более мощных по масштабу тепловых электростанций на местных источниках природного газа, вследствие чего удельный вес гидроэнергии в электробалансе составит около 30%.

С учетом всех этих условий и факторов удельный вес гидроэнергии в электробалансе отдельных районов будет колебаться весьма резко. Наряду с республиками и районами, где гидроэнергии будет принадлежать основная роль (Таджикская ССР, Грузинская ССР, Карело-Мурманский район), в отдельных районах роль гидроэнергии окажется весьма малой и сведется только к участию в выполнении режимных функций.

Интересно рассмотреть также изменение удельного веса отдельных районов по вводу мощностей на гидростанциях по отдельным периодам, которое характеризуется данными, приведенными в табл. XI.14.

В результате охарактеризованного выше развертывания гидроэнергостроительства в перспективе, при котором удельный вес гидроэнергии в общей выработке электроэнергии по стране составит около 20%, будет иметь место значительное влияние гидроэнергии на снижение средней по Союзу себестоимости электроэнергии и на величину трудовых затрат на эксплуатацию электростанций.

В настоящее время средняя по Союзу себестоимость гидроэнергии составляет около 0,2 *коп квт·ч* против средней стоимости энергии тепловых станций 0,8 *коп/квт·ч*. В перспективе стоимость электроэнергии тепловых электростанций будет снижена в результате укрупнения агрегатов, перехода на более дешевые виды топлива и снижения единичной строительной стоимости за счет внедрения новых прогрессивных технических решений. В то же время и средняя стоимость гидроэнергии

снизится за счет перехода к использованию наиболее эффективных гидроэнергоресурсов, весьма благоприятных природных (геологических и гидрологических) условий, значительной концентрации мощностей и строительства гидростанций большой мощности, а также за счет применения более прогрессивных технических решений. В результате снижения средней себестоимости гидроэнергии, равно как и снижения средней себестоимости электроэнергии тепловых электростанций, в перспективе между ними примерно сохранится существующее соотношение (хотя абсолютное значение себестоимости значительно снизится). В результате суммарная экономия от выработки гидроэнергии приведет к снижению средней себестоимости электроэнергии по стране на 15%.

Таблица X1.14

Район	Ввод по периодам, процент от ввода по СССР				
	до 1928 г.	1929—1940 гг.	1941—1950 гг.	1951—1961 гг.	1961—1980 гг.
Северо-Западный	72	23	23	7	4
Центральный	—	9	29	—	*
Волго-Вятский	—	—	—	4	1
Центрально-Черноземный	—	—	—	—	—
Поволжский	—	—	—	37	4
Северо-Кавказский	—	4	4	3	3
Уральский	—	—	3	7	7
Западно-Сибирский	—	—	—	3	4
Восточно-Сибирский	—	—	—	12	42
Дальневосточный	—	—	—	—	4
Донецко-Приднепровский	—	40	7	5	5
Юго-Западный	—	—	—	—	
Южный	—	—	—	2	
Прибалтийский	—	4	—	1	2
Закавказский	20	14	14	9	6
Среднеазиатский	4,5	5	19	3	13
Казахстанский	3,5	1	2	7	4
Белорусский	—	—	—	—	*
Молдавская ССР	—	—	—	—	*
Всего по СССР	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Менее 1%.

Представляет интерес оценка на перспективу экономического эффекта от снижения стоимости электроэнергии за счет предстоящего гидроэнергостроительства. Однако в настоящее время для этого не имеется необходимых исходных данных; действительно, в перспективе произойдет изменение стоимости, ее структуры, стоимостных пропорций и соотношений во всей системе народного хозяйства, по различным видам продукции, заработной плате, транспортным издержкам и др. В то же время изменение стоимостных показателей гидроэнергии и электроэнергии тепловых электростанций произойдет примерно в одинаковых пропорциях и соотношение между ними останется в общем неизменным.

В этих условиях некоторой иллюстративной масштабной характеристикой могут служить подсчеты, произведенные для современных стоимостных показателей. При таком расчете гидростанции (при существующей себестоимости гидроэнергии 0,2 *коп/квт·ч* и себестоимости энергии тепловых станций 0,8 *коп/квт·ч*) при выработке 600 млрд. *квт·ч* гидроэнергии давали бы ежегодную экономию издержек порядка 3,5 млрд. руб. с постепенным ее нарастанием по мере увеличения выработки гидроэнергии.

Если же исходить из величины производственной себестоимости, то соотношение между себестоимостью гидроэнергии и энергии тепловых электростанций будет несколько большим — примерно 1 : 4,5, но величина суммарной экономии будет несколько меньшей ввиду меньших абсолютных величин себестоимости и определится в 3 млрд. руб. ежегодно.

В предстоящий период будут также значительно снижены трудовые затраты на выработку электроэнергии на гидростанциях. В результате значительных работ по автоматизации и телеуправлению на гидроэлектростанциях численность персонала к началу семилетки составляла 1,14 чел. на 1 тыс. *квт* установленной мощности. Имеющиеся проекты автоматизации, а также внедрение счетно-решающих машин позволяют при повышении средней мощности гидростанции и единичной мощности агрегатов оценивать трудозатраты на эксплуатацию гидростанций в перспективе 1 чел. на 10 тыс. *квт* установленной мощности, т. е. можно оценивать повышение производительности труда на гидростанциях в 10 раз по сравнению с началом семилетнего плана.

Представляет интерес сопоставление по районам тенденций изменения числа часов использования установленной мощности гидроэлектростанций.

Как было указано выше, для различных районов страны действуют в различной степени различные, противоположные по своему направлению факторы. В Европейской части число часов использования на гидростанциях непрерывно уменьшается. Уже в процессе проектирования был произведен пересмотр в сторону увеличения установленной мощности и, следовательно, уменьшения числа часов использования для ряда гидроэлектростанций. Имеются проектные материалы, обосновывающие необходимость расширения мощностей действующих гидростанций (Волжской имени В. И. Ленина, Днепровской имени В. И. Ленина и др.) почти без увеличения их выработки. Гидростанции Чебоксарская, Нижне-Камская проектируются с небольшим числом часов использования, предусматривающим их работу в мощной системе с пиковым характером нагрузок и отсутствие резерва для дальнейшего создания пиковых мощностей ввиду исчерпания гидроэнергоресурсов в этом районе. Обосновываются также предложения о вводе в предстоящей перспективе нескольких гидроаккумулирующих станций, которые по существу имеют отрицательное число часов использования. В результате этого гидростанции Европейской части будут характеризоваться уменьшением среднего числа часов использования. Если по группе действующих гидростанций число часов использования составляет 4400, то для строящихся эта величина составляет 2600.

Предстоящее гидроэнергостроительство в Сибири будет характеризоваться другими условиями: высокой плотностью графика нагрузок, большим удельным весом гидравлических мощностей, что уменьшает относительную часть пиковой мощности на рассматриваемых гидростанциях. В связи с этим намечаемые на ближайшую перспективу гидростанции Восточной Сибири будут характеризоваться большим, чем для Европейской части числом часов использования установленной мощности, которое можно оценить в 4500—5000 *час/год*. Таким образом, для Восточной Сибири будет происходить процесс увеличения этой величины, которая в настоящее время для группы действующих и строящихся гидростанций составляет 4200 *час/год*. Эта тенденция отражает указанное выше изменение условий работы гидростанций в этих районах.

Особое место в этом отношении занимают районы Средней Азии, где параметры гидростанций складываются в сложных условиях работы в смешанных системах с большим удельным весом тепловых станций, работающих на газе с учетом определяющих требований к режиму водотока со стороны ирригации и, в частности, значительной роли такого

специфического потребителя электроэнергии, как машинное орошение. Следует также иметь в виду особый характер размещения основной части гидроэнергетических ресурсов, располагающихся по периферии района и требующих для включения в систему значительной протяженности линий электропередачи, трассы которых в большинстве своем проходят в весьма тяжелых высокогорных районах. В результате влияния этих факторов число часов использования строящихся гидростанций Средней Азии будет занимать какое-то среднее положение и характеризоваться величиной 4000 *час/год,* т. е. ниже средней по СССР, при величине 5600 *час/год* по действующим гидростанциям.

Еще в плане ГОЭЛРО была отмечена тесная связь развития электроэнергетики и всего народного хозяйства в целом. Как известно, в этом историческом плане электрификация рассматривалась как основной стержень развития народного хозяйства. Поэтому план ГОЭЛРО — *план электрификации России* — по существу представлял собой генеральный план развития всего народного хозяйства.

В настоящее время в связи с повышением уровня техники и внедрением электроэнергии во все технологические и производственные процессы и в быт значение электроэнергетики для успешного построения коммунистического общества еще более возрастает.

Всесторонняя электрификация производственных процессов и повышение энерговооруженности окажут решающее влияние на рост производительности труда. «Электрификация, являющаяся стержнем строительства и экономики коммунистического общества, играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, в осуществлении всего современного технического прогресса» (Программа КПСС).

Гидроэнергостроительство, как одна из составляющих общего плана развития энергетики, уже по одному этому тесно и неразрывно связано с перспективами, темпами и масштабами развития народного хозяйства. В то же время у гидроэнергетики есть свои особенности, обусловливающие ее взаимное влияние и более тесные взаимосвязи с развитием народного хозяйства крупных районов, занимающих обширные территории нашей страны. Будучи, как правило, источником дешевой электроэнергии в больших масштабах, гидроэлектростанции являются мощным районообразующим фактором, оказывающим влияние на развитие и размещение производительных сил. Особенно это характерно для предстоящего периода, когда значительная часть вовлекаемых в использование гидроэнергоресурсов располагается в новых пионерных районах, обладающих вместе с тем богатыми сырьевыми ресурсами для различных, в первую очередь электроемких отраслей промышленности. В этих условиях гидроэлектростанции являются как бы ключом к быстрому и интенсивному освоению этих природных богатств, к интенсивному развитию крупных экономических районов.

Этому способствует также заложенный в большинстве объектов гидроэнергостроительства комплексный характер использования водных ресурсов, что позволяет одновременно с удовлетворением потребностей энергетики удовлетворять также интересы и других отраслей народного хозяйства. Поэтому разработка планов и перспектив развития гидроэнергетики неизменно самым тесным образом связана с разработкой гипотез развития народного хозяйства отдельных районов, а также с гипотезами развития и размещения ведущих отраслей промышленности, главным образом электроемких. Помимо того влияния на размещение и масштабы гидроэнергетики, которое оказывают намечаемые темпы развития народного хозяйства, следует отметить, что промышленная специализация районов накладывает отпечаток и на параметры создаваемых гидроэлектростанций.

С другой стороны, и возможное размещение крупных объектов гид-

роэнергостроительства оказывает в свою очередь влияние на размещение производительных сил, как бы притягивая к себе те отрасли и производства, которые наиболее связаны с потреблением дешевой электроэнергии, и закладывая основы хозяйственного освоения новых районов. При этом необходимо обеспечивать тесную увязку между собой по срокам планов строительства гидроэлектростанций с планами создания и подготовки потребителей энергии. Имея в виду весьма крупные капиталовложения, которые требуются для строительства гидростанций, отставание в подготовке потребителей энергии создает резкую диспропорцию и приводит к замораживанию средств. В этих случаях особенно необходимо обеспечивать комплексный характер планирования, обеспечивающий синхронность ввода энергетической базы и предприятий, потребляющих энергию.

Предстоящий период развития гидроэнергетики, который характеризуется тем, что около 70% вновь вводимых мощностей сосредоточено на весьма крупных гидростанциях мощностью свыше 1 млн. *квт*, в наибольшей степени соответствует и принципу размещения производительных сил путем создания крупных, большого масштаба энергопромышленных комплексов взаимно связанных между собой производств.

При этом было бы неправильным представлять, что гидроэлектростанция такого рода работает на энергопромышленный комплекс в качестве изолированного источника электроснабжения и рассматривать ее как бы в виде блок-станции. Роль и значение гидростанции в рассматриваемом случае намного сложнее и многообразнее; она выступает как ведущий элемент энергетической системы, от которой и осуществляется энергоснабжение комбината. Но тем не менее в ряде случаев именно создание мощной гидроэлектростанции вызывает возникновение крупных промышленных узлов и кладет начало промышленному освоению новых районов.

Такая роль гидростанций хорошо прослеживается на примере ряда крупных народнохозяйственных комплексов, складывающихся вокруг гидростанций, наиболее характерным из которых является Братский комплекс. Одним из таких примеров является также создание Хакасско-Минусинского комплекса на базе Саяно-Шушенской ГЭС. Эта гидростанция — одна из наиболее эффективных гидростанций Советского Союза. Ее технико-экономические показатели по удельным капиталовложениям как на 1 *квт*, так и на 1 *квт·ч* лишь немногим уступают показателям лучших тепловых электростанций Сибири, работающих на наиболее дешевых углях Канско-Ачинского бассейна.

Саяно-Шушенская ГЭС мощностью 6,3 млн. *квт* с выработкой энергии свыше 22 млрд. *квт·ч* наряду с другими гидравлическими и тепловыми электростанциями будет одной из основных опорных точек Единой энергетической системы Центральной Сибири. Межсистемному значению этой ГЭС благоприятствует ее географическое расположение. Находясь на расстоянии 350 *км* от центра нагрузки южной части Кузбасса, потребляющего более 50% всей энергии Кузбасской энергосистемы, она будет передавать в Кузбасс и более западные энергосистемы значительную часть своей мощности, обеспечивая покрытие возрастающих пиков нагрузки этих энергосистем. В то же время Саяно-Шушенская ГЭС имеет большое районообразующее значение: на ее базе возможно создание мощного индустриально-аграрного производственного комплекса.

Минерально-сырьевые ресурсы этого района представлены многочисленными месторождениями различных руд в весьма благоприятном сочетании, что при наличии большого количества дешевой электроэнергии позволяет получить здесь наиболее низкие стоимостные показатели для различных видов электроемкой продукции.

Однако было бы неправильным рассматривать энергию Саяно-Шушенской ГЭС лишь как основу для развития электроемких производств. Она послужит базой для всестороннего комплексного развития района, полноценного использования его трудовых ресурсов и обеспечения других районов Сибири продукцией неэнергоемких отраслей промышленности и сельского хозяйства. Саяно-Шушенская ГЭС имеет и комплексное водохозяйственное значение, создавая возможность орошения 500 тыс. *га* плодородных земель в весьма благоприятных условиях этого района.

Широкий профиль народнохозяйственного комплекса, определяемый экономическими, сырьевыми, транспортными и природными условиями и высокой обеспеченностью трудовыми ресурсами, придает этому комплексу особый характер, отличающий его от других комплексов Сибири, складывающихся в основном как комплексы энергоемких производств. Такое использование энергии Саяно-Шушенской ГЭС позволяет учесть и наиболее эффективно использовать индивидуальные особенности района, а придание ей межсистемной роли резко повышает ее энергетическую эффективность и позволяет наилучшим образом использовать особенности гидроузла и его выгодное расположение в системе.

Характерной особенностью гидроэнергостроительства в предстоящий период является то, что оно будет носить комплексный характер и будет осуществляться как часть единого плана комплексного использования водных ресурсов. В главе IX изложены основные принципы комплексного использования водных ресурсов и основные направления развития отдельных отраслей водного хозяйства. Необходимо отметить, что в связи с развитием народного хозяйства, промышленности, сельского хозяйства, благоустройства населенных пунктов будут беспрерывно повышаться требования на воду со стороны неэнергетических потребителей. Так, по укрупненной оценке водозабор на промышленные и питьевые нужды возрастет к 1980 г. в 4—5 раз, а безвозвратные потери воды — более чем в 3 раза. Резко увеличится забор воды на ирригацию. Вследствие этого будет непрерывно повышаться значение и влияние неэнергетических компонентов в водохозяйственном комплексе. Для ряда районов и отдельных узлов вода будет являться определяющим фактором их развития.

Распределение стока по территории СССР неблагоприятно, так как свыше 80% его приходится на малообжитые районы севера и северовостока Азиатской части СССР. Южнее линии Ленинград — Новосибирск, где сосредоточена основная масса населения, размещены наиболее крупные промышленные центры и сельскохозяйственные районы, среднегодовой сток составляет лишь 20% всего стока рек СССР. В связи с таким неравномерным распределением стока одной из важнейших проблем водохозяйственного строительства, значение которой будет все возрастать по мере роста водопотребления, является рациональное перераспределение стока по территории СССР в соответствии с требованиями развития народного хозяйства.

Одна из особенностей предстоящего периода гидроэнергостроительства — это начало осуществления широких мероприятий по перераспределению стока между отдельными районами страны путем переброски воды из одного бассейна в другой.

Для большинства районов страны потребность в воде в ближайшей перспективе может быть удовлетворена их собственными водными ресурсами при рациональном построении водного хозяйства и в отдельных случаях при перераспределении водных ресурсов внутри района. Но для ряда районов и республик вопросы водообеспеченности встают особенно остро, и водные балансы для них в перспективе складываются особенно напряженно.

К этим районам, в первую очередь, следует отнести Среднюю Азию, где, как указывалось выше, проблема водообеспечения на отдаленную перспективу требует всестороннего научного изучения.

Требует изучения проблема Аральского моря в связи с забором на ирригацию большеи части стока рек Средней Азии. Сокращение сброса их вод в Аральское море приведет к постепенному снижению его уровня, и потере хозяйственного значения и значения как географического фактора. Потеря рыбохозяйственного значения может произойти в еще более ранний период, вследствие нарушения солевого режима при снижении расхода питающих его рек. Необходимо заблаговременно оценить народнохозяйственные последствия понижения уровня Аральского моря и наметить необходимые технические и плановые мероприятия.

Для Центрального и Северного Казахстана в связи с высокими темпами промышленного развития и роста водопотребления водные ресурсы местных источников окажутся уже недостаточны и после исчерпания эффекта их регулирования и перераспределения потребуется пополнение водными ресурсами Иртыша в масштабах, определяемых потребностями промышленного и сельского водоснабжения, обводнения и орошения пригородных массивов.

Весьма сложные проблемы водного хозяйства возникают в Европейской части СССР в связи с необходимостью водообеспечения ряда районов с быстро растущим водопотреблением и недостаточными собственными водными ресурсами. Так, потребуется проведение ряда мероприятий для повышения водообеспеченности некоторых районов Центра и Урала и др. Неблагоприятно складывается водохозяйственный баланс для юга Европейской части СССР — Украинской ССР и, в частности, Донбасса. Проводимые в настоящее время мероприятия по пополнению водных ресурсов Донбасса за счет вод Северного Донца будут по мере их исчерпания дополняться подачей в Донбасс воды из Днепра. Этим решаются задачи водообеспечения в ближайшей перспективе. Однако в последующем, в более отдаленной перспективе, с развитием масштабов орошения и водопотребления промышленностью и коммунальным хозяйством возникнет более широкая проблема — пополнения водных ресурсов Украины. Решение ее может быть осуществлено по нескольким вариантам. Один из возможных источников пополнения водных ресурсов Украины — Дунай в его нижнем течении. Возможна также переброска стока северных рек, хотя это сопряжено с очень большими объемами работ и большими затоплениями в районах создания гидроузлов. Следует рассмотреть также вариант подачи воды из Волги (в районе Волгограда), водные ресурсы которой будут пополнены стоком северных рек.

Одним из объектов перераспределения водных ресурсов является подача воды из Волги в р. Урал для пополнения водных ресурсов нижнего течения р. Урала и водообеспечения районов восточнее р. Урал.

В настоящее время разрабатывается проблема переброски в реки Каму и Волгу части стока северных рек — Печоры и Вычегды в объеме 40 *км*^{3}*/год*. Народнохозяйственное значение этой переброски определяется возможностью увеличения выработки электроэнергии на всем каскаде камских и волжских гидроэлектростанций на 11 млрд. *квт·ч*, а также влиянием подачи такого количества воды на стабилизацию уровня Каспийского моря и на возможности, вытекающие из пополнения водных ресурсов засушливых районов низовьев Волги.

Одной из крупнейших водохозяйственных проблем является проблема Каспийского моря. За последние 30 лет уровень Каспийского моря упал на 2,4 *м*, что отразилось на рыбном хозяйстве и на ряде отраслей хозяйственной деятельности. Основной причиной этого было изменение метеорологических условий: повышение среднегодовой температуры, испаряемости и маловодность периода. В дальнейшем все

в большей степени будет сказываться влияние хозяйственной деятельности человека, которая будет оказывать все большее влияние на сокращение стока в Каспийское море. Намечаемая переброска воды из северных рек благоприятно скажется на стабилизации уровня Каспия, однако в особенности с увеличением отборов воды из Волги и ее притоков, потребуются и дополнительные мероприятия. Решение проблемы Каспийского моря, которая уже много лет привлекает внимание ученых и инженеров, требует более глубоких исследований для нахождения оптимального решения.

Требуется проведение научных исследований и разработка мероприятий по стабилизации режима Азовского моря.

Проблема рационального перераспределения стока, разумеется, не может быть решена единовременно; она потребует длительного времени и будет решаться постепенно, по этапам, по мере возникновения дополнительных потребностей в воде в отдельных районах. Но в перспективе она должна учитываться при решении всех крупных проблем водохозяйственного строительства.

В процессе строительства крупных гидроэнергоузлов и воднотранспортного строительства на реках Европейской части СССР сложились предпосылки для создания Единой глубоководной воднотранспортной системы.

В ближайшей перспективе будет завершено транспортно-энергетическое освоение Волги и Камы, Днепра от Киева до Черного моря, закончена реконструкция Волго-Балтийского водного пути.

В результате выполняемых работ в ближайшей перспективе будет создана единая глубоководная система, связывающая между собой все транспортные водные артерии Европейской части СССР. Осуществление этой задачи стало возможным только в результате комплексного характера водохозяйственного строительства, так как в ее решении принимают участие гидроузлы, решающие одновременно с транспортными и другие водохозяйственные задачи.

Значительное развитие во многих районах страны получит такой важнейший компонент водохозяйственного комплекса, как ирригация. О масштабах и направлениях ее развития по отдельным районам говорилось выше в главе IX.

Вопросы рационального использования водных ресурсов нашей страны очень важны. Водохозяйственное строительство, как известно, связано с весьма значительными капиталовложениями и длительным производственным циклом. Необходима тщательная разработка водохозяйственных балансов по ряду районов и крупных зон и перспективных планов комплексного использования водных ресурсов на отдаленный период, чтобы определить оптимальные с общей народнохозяйственной точки зрения варианты решений по развитию хозяйства этих районов и по наиболее эффективному обеспечению водными ресурсами их потребителей. В этих целях необходима разработка основных направлений плана комплексного использования водных ресурсов на весьма отдаленную перспективу — до 2000 года.

Все особенности гидроэнергоресурсов и экономической структуры гидроэнергетики должны быть в максимальной степени учтены и использованы в предстоящей перспективе развития народного хозяйства и энергетики, как его ведущего звена с тем, чтобы в полной мере использовать все преимущества каждого вида энергетических ресурсов в их оптимальном сочетании и во взаимной увязке с рациональным размещением производительных сил.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СДВИГИ В ГИДРОЭНЕРГОСТРОИТЕЛЬСТВЕ

В заключение данной главы приводится общая характеристика технических особенностей и направлений развития гидроэнергетического строительства.

Гидроэнергетические узлы в СССР строились и строятся в самых разнообразных климатических, гидрологических и геологических условиях, на равнинных и горных реках, на скальных и мягких грунтах, при наличии карстовых пород и сейсмических явлений. Все это вызвало необходимость применения многообразных типов гидросооружений, конструктивных решений, особенностей методов производства работ и их механизации.

Советское гидроэнергостроительство во многом развивалось самостоятельным путем, на научных основах, при хорошо и широко поставленных изысканиях и экспериментальных исследованиях.

Необходимо отметить строительство гидроузлов на нескальных основаниях — глинах и песках. На строительстве этих гидроузлов развивалась советская школа специалистов, работающих в области инженерной геологии и прикладной механики грунтов.

Первым крупным сооружением на пластичных ленточных глинах была Нижне-Свирская ГЭС. Геологические и гидрогеологические условия в створе этого гидроузла были таковы, что зарубежные специалисты с мировой известностью высказались против начавшегося уже строительства гидростанции в этом районе. Однако сооружения гидроузла при неравномерной их осадке, величина которой была определена в процессе проектирования, на протяжении почти 30 лет эксплуатации показали безупречную работу, несмотря на серьезные повреждения, причиненные гидроузлу фашистскими захватчиками.

Опыт строительства Нижне-Свирской ГЭС позволил советским геологам и инженерам с большой уверенностью решать сложнейшие вопросы инженерной геологии, что дало возможность не только строить в исключительно тяжелых геологических условиях уникальные сооружения, но и внести большой научный и практический вклад в геотехнику. Новые направления в этой науке, заложенные на Свирьстрое, в последующем были развиты на строительстве канала имени Москвы, Рыбинской ГЭС и на других крупных стройках. На основе этого опыта в период 1945—1952 гг. была построена Верхне-Свирская ГЭС, находящаяся в аналогичных грунтовых условиях. В наше время накопленные знания и опыт в области инженерной геологии позволяют уверенно строить крупнейшие гидротехнические сооружения на мягких осадочных и просадочных грунтах.

Велики заслуги советской школы гидротехников в решении задач в области строительства крупных гидротехнических сооружений на мелкопесчаных основаниях. Работы советских ученых и инженеров в этой области обеспечили возможность сооружения уникальных гидроузлов на Волге, Днепре, Доне.

Больших успехов советские ученые достигли в развитии теоретической и прикладной гидравлики сооружений и русел, инженерной гидрологии, водноэнергетических расчетов, теории фильтрации, плотиностроения, компоновки и конструирования зданий гидростанций.

Большой интерес представляют широко применяемые в советской практике водосливный и совмещенный типы гидростанций. При водосливном типе все силовое оборудование располагается внутри железобетонной водосливной плотины. Практическая работа по водосливным гидростанциям была начата советскими инженерами во время Великой Отечественной войны и впервые реализована на Камской, а позднее на Кайрак-Кумской, Павловской и Ириклинской ГЭС.

Совмещенный тип объединяет в здании гидростанции не только тракт подвода воды к турбинам, но и водосбросы для пропуска излишних паводковых расходов.

В настоящее время указанные типы гидростанций, особенно совмещенный тип, широко применяются в нашем строительстве, что позволяет сокращать фронт бетонных сооружений. Величина такого сокращения в построенных и строящихся гидроузлах составляет 12—50%. Благодаря совмещенному типу на Иркутской ГЭС оказалось возможным полностью отказаться от водосливной бетонной плотины, а на Новосибирской ГЭС — уменьшить ее наполовину. Применение такого типа ГЭС дало экономию на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина по объему бетона 11%, а по стоимости — 8%, на Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС соответственно 12,5 и 5,2%.

Развитие научных знаний в области гидроэнергетического строительства позволило более смело подходить к назначению величин удельного расхода воды, сбрасываемого сооружениями гидроузлов, что дает возможность уменьшить протяженность бетонных водосливных плотин. Длина плотины Днепровской ГЭС, построенной на гранитах, определилась удельным расходом воды 30 *м*³/*сек* на 1 пог. *м*, Цимлянской, построенной на мелких песках,— 34 *м*³/*сек* и Каховской, также построенной на мелких песках,— 47 *м*³/*сек*. На Кременчугском гидроузле за счет повышения удельных сбросных расходов было сокращено число отверстий водосливной плотины с 15 до 10, т. е. на 30%. Таким образом, то, что ранее являлось допустимым только для скальных пород, в современных условиях широко применяется и на легко размываемых грунтах, какими являются мелкие пески.

Ввиду сложившихся условий (размещение преобладающей части промышленности в центральных районах) в больших масштабах гидроэнергетическое строительство СССР велось на крупных равнинных реках с широкими поймами, малыми уклонами, резко неравномерным в течение года стоком и тяжелыми ледовыми условиями; при этом требовалось располагать массивные гидротехнические сооружения на мягких грунтах — глинах и песках.

Накопленные опыт и знания, а также наличие совершенной строительной техники позволили в решении указанных задач пойти в послевоенное время по пути применения пойменной компоновки сооружений. При такой компоновке бетонные сооружения полностью, или большая часть их, размещаются на пойме реки, оставляя ее русло свободным от стеснения (или стесняя его в малой мере) впредь до готовности основных бетонных сооружений к пропуску воды. Такое решение позволяет намного раньше начать основные работы под прикрытием небольших по объему земляных перемычек, долгое время не связывает строительство какими-либо ограничениями по пропуску паводков и ледоходов и не влияет на сложившиеся условия судоходства. Правильно примененная пойменная компоновка в сравнении с русловым размещением бетонных сооружений более экономична, так как создает условия для более раннего ввода в работу гидростанции и вполне окупает некоторое увеличение объемов земляных работ, легко выполняемых средствами гидромеханизации.

Вместе с тем размещение бетонных сооружений на пойме связано с выполнением ответственных и крайне напряженных работ по перекрытию русла реки, которые осуществляются весьма интенсивной отсыпкой в текущую воду со специального моста (главным образом наплавного) камня и бетонных массивов весом до 10 *т* каждый (имеются примеры перекрытия пионерным или комбинированным методом). Этот метод, использованный на многих наших стройках, доведен в теоретических расчетах и в практическом применении до совершенства, что позволило проводить многократное перекрытие русел на Волге, Днепре,

Ангаре, Енисее и других реках в очень короткие сроки. Такие возможности явились результатом большой вооруженности гидростроек экскаваторным и крановым оборудованием и мощными автосамосвалами.

Плотиностроение развивалось в основном по пути сооружения массивных бетонных и земляных плотин. Наиболее высокие бетонные плотины Братской, Днепровской, Усть-Каменогорской и Бухтарминской ГЭС, работающие под напорами соответственно 106, 36, 40 и 67 *м*, а из земляных — намывная плотина Мингечаурского гидроузла высотой 81 *м* с объемом намытого грунта 14,1 млн. $м^3$.

Были сооружены оригинальные судоходные шлюзы: весьма эффективный шестикамерный шлюз с пропускной способностью в навигацию около 20 млн. $м^3$ древесины (Камская ГЭС), шахтный шлюз на напор 40 *м* (Усть-Каменогорская ГЭС).

Строительство гидростанций связано с выполнением больших объемов работ по основным сооружениям.

В послевоенный период гидроэнергостроительство, когда оно получило небывалые в нашей стране размеры, было оснащено разнообразной высокопроизводительной техникой, которая позволила довести уровень комплексной механизации таких трудоемких работ, как земляные, до 96% и бетонных работ — до 95%.

Таблица XI.15

Гидроузел	Экскаваторы, шт.	Скреперы, шт.	Бульдозеры, шт.	Паровозы и мотовозы, шт.	Автомашины, шт.
Днепровский	11	—	—	56	—
Каховский	25	17	56	25	500
Горьковский	59	44	98	18	570
Цимлянский	89	275	112	59	1408
Волжский (Куйбышевгидрострой)	200	40	357	167	3050
Волгоградский	206	158	293	148	2007

Стройки располагали большим парком экскаваторов (гусеничных и шагающих) с емкостью ковшей до 14 $м^3$, бульдозеров и скреперов, автомобилей-самосвалов грузоподъемностью до 25 *т* и выше, большегрузных опрокидных вагонов нормальной колеи, пароходов и барж, различных типов кранов грузоподъемностью до 100 *т*, в том числе плавучих и кабельных; в работе находилось много автоматизированных бетонных заводов с бетономешалками емкостью до 2400 *л*, бетононасосов, вибраторов, виброхоботов и другого оборудования.

Приводимые выше данные по некоторым крупным стройкам дают представление о росте и степени оснащенности их механизмами и транспортом (табл. XI. 15).

Объем земляных работ на строительстве гидростанций составлял в 1940 г. 2,2 млн. $м^3$, в 1950 г. он возрос до 32,6 млн. $м^3$ и в 1959 г. — до 170 млн. $м^3$. В этих условиях в послевоенное время огромное применение нашла гидромеханизация земляных работ, удельный вес которой составил на Цимлянской ГЭС 50%, Каховской — 68%, Волжской имени В. И. Ленина — 70% и Горьковской ГЭС — 81%.

На большом числе крупнейших гидроузлов намыты плотины и дамбы, протяженность некоторых из них достигает 6—12 *км*. Средствами гидромеханизации возведена уникальная плотина Мингечаурской ГЭС, где суточный намыв грунта доходил до 20 тыс. $м^3$. На строительстве Волжской ГЭС имени В. И. Ленина, где выполнены самые крупные в мире объемы работ способом гидромеханизации, за 5 лет произведено 103,5 млн. $м^3$ земляных насыпей и выемок, достигнута следующая

наибольшая производительность: в сутки — 300 тыс. $м^3$, в месяц — 5,4 млн. $м^3$, в год — 28,3 млн. $м^3$. Здесь же впервые в нашей практике в зимних условиях при температурах наружного воздуха —32° С (1955—1956 гг.) было намыто 5,8 млн. $м^3$ грунта.

Впервые в СССР на строительстве Волго-Донского судоходного канала имени В. И. Ленина и Цимлянской ГЭС были применены шагающие экскаваторы с ковшами емкостью 4—14 $м^3$. В последующем они работали на многих стройках. На строительстве Княжегубской ГЭС экскаватором с ковшом 14 $м^3$ была произведена выемка более 1 млн. $м^3$ тяжелого, насыщенного водой моренного грунта. При сооружении гидроэлектростанции Нива-I шагающий экскаватор с ковшом 4 $м^3$ был применен на углублении русла реки для разработки большого объема галечника. На строительстве Иркутской ГЭС шагающие экскаваторы обеспечили добычу из-под воды песчано-гравийного грунта, который или непосредственно или после естественного осушения в штабелях. отсыпаемых этими экскаваторами, укладывали в тело земляной плотины на протяжении всего года и уплотняли 25-тонными автосамосвалами, доставлявшими этот грунт от штабелей.

Большие объемы бетонных и железобетонных работ на гидроузлах потребовали от строителей-гидротехников, начиная с зарождения гидроэнергостроительства в 20-е годы и до настоящего времени, особого внимания к правильной организации бетонных работ как в отношении подбора состава бетонов, так и в отношении производства и механизации процессов приготовления, транспорта и укладки бетонной смеси. Целью этого являлось повышение качества бетона, к которому, помимо прочности, предъявлялись требования по морозоустойчивости, гарантирующие его долговечность, а также достижение высоких темпов укладки. В 1951 г. было уложено на гидростройках 1,28 млн. $м^3$, а в 1955 г.— 6,1 млн. $м^3$. Характерной чертой развития производства бетонных работ явилось круглогодовое их выполнение. Удорожание, связанное с укладкой бетона зимой, находится в пределах 10—25% и вполне оправдано, так как при этом увеличиваются годовые темпы укладки на 30—35% и есть возможность равномерно использовать на протяжении года рабочую силу, механизмы и транспорт.

В наращивании темпов укладки бетонной смеси большое значение имели мероприятия по резкому увеличению площади и объемов блоков бетонирования, широкое внедрение предварительного изготовления и установки арматурных ферм и каркасов и армоопалубочных блоков, применение железобетонных плит-оболочек взамен деревянной опалубки, укладка бетона при помощи металлических бетоновозных эстакад и кабельных кранов.

Усовершенствования, вносимые в производство бетонных работ, позволили обеспечить систематическое наращивание темпов укладки бетонной смеси, что видно из данных, приведенных в табл. XI. 16.

Примерно в 1950 г. на строительстве Верхне-Свирской ГЭС были начаты большие исследовательские и экспериментальные работы по

Таблица XI.16

Стройка	Годы строительства	Общий объем бетона, тыс. $м^3$	Наибольшие объемы уложенной бетонной смеси, тыс. $м^3$		
			в год	в месяц	в сутки
Днепрострой	1927—1932	1180	518	111	5,27
Волгострой	1935—1941	1955	801	118	8,7
Волгодонстрой	1943—1952	3000	1980	257	12,5
Куйбышевгидрострой	1950—1955	7050	3134	399	19,05

бетонным установкам непрерывного действия, которые, как опытные, в течение последних лет совершенствовались и использовались на строительствах.

В 1954 г. на строительстве Каховской ГЭС впервые в СССР был применен гравитационный метод обжатия бетона и предварительного напряжения арматуры в днище камеры судоходного шлюза. Этот метод оказался эффективным, дал экономические результаты и был использован в камерах шлюза Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС.

Возросшие темпы работ требовали ускорения монтажа гидротехнических металлоконструкций и особенно основного силового оборудования ГЭС. В послевоенный период производство указанных видов работ сильно продвинулось вперед. Решающую роль в этом сыграло совмещение строительных и монтажных работ, которое позволило на 20—25% сократить время, приходившееся ранее на монтаж оборудования и конструкций. Одновременное нахождение в сборке нескольких гидроагрегатов с небольшим разрывом по времени начала работ приблизило их монтаж к поточному способу со всеми его преимуществами. Однако этот метод вызвал необходимость расширения монтажных площадок для производства сборки в крупные блоки отдельных узлов и деталей турбин и генераторов, подаваемых затем на место установки мощными эксплуатационными кранами гидростанции. Совмещение строительных и монтажных работ и широкое их выполнение поточным способом позволили на многоагрегатных гидростанциях ежегодно вводить большое количество машин. Так, за один год было введено на Камской ГЭС 12 агрегатов по 21 тыс. *квт*, на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина — 11 по 115 тыс. *квт*, из них 7 агрегатов в одном квартале, на Кременчугской ГЭС 12 агрегатов за 11 месяцев.

Значительными техническими достижениями отмечено строительство Братской ГЭС, крупнейшей гидростанции мира. Эта гидростанция отличается своей экономичностью и отличными удельными показателями, как следствие большой водности реки, напора и благоприятных условий створа. Удельный объем бетона составляет здесь на 1000 *квт* · *ч* 0,21 $м^3$ (на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина 0,75 $м^3$, Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС — 0,54 $м^3$).

При ее сооружении, осуществлявшемся в весьма тяжелых климатических условиях (минимальная температура — 58° С) при ограниченном фронте работ, была достигнута годовая интенсивность укладки бетона 1,3 млн. $м^3$, причем половина его была уложена в зимнее время. На строительстве успешно были применены двухконсольные бетоноукладочные краны грузоподъемностью 22 *т*, двухъярусная эстакада, которая будет повторно использована на строительстве Усть-Илимской ГЭС.

Следует отметить также успешное перекрытие русла в весьма трудных условиях с применением оригинальной конструкции моста; специальный метод возведения бетонной плотины со столбчатой разрезкой и последующей цементацией швов, позволивший значительно повысить темпы укладки бетона, при этом впервые в Советском Союзе было применено искусственное охлаждение бетона; отсыпку перемычек котлована со льда, весьма сжатые сроки монтажа основного оборудования и многое другое.

Вооруженность стройки механизмами достигла высоких цифр — 250 экскаваторов, 3500 автомашин; общая мощность двигателей, находившихся на вооружении строителей, составила около 900 тыс. *л. с.*

Опыт строительства Братской ГЭС является весьма ценным для последующего строительства гидростанций в аналогичных условиях.

В результате резкого повышения мощностей гидростанций и включения их в весьма крупные энергосистемы становится возможным применение и более мощных агрегатов, что было невозможно в предыдущий период как по мощности гидростанций, так и масштабам энергосистем.

В последующем на ряде уже строящихся и намечаемых к строительству гидростанций устанавливаются агрегаты, по мощности превосходящие агрегаты Братской ГЭС: Нурекская с агрегатами по 300 тыс. *квт*, Ингурская и Черкейская ГЭС — по 250 тыс. *квт*, Красноярская — по 500 тыс. *квт*. Одним из следствий перехода к новым условиям и новым единичным мощностям агрегатов является резкое снижение удельной длины здания гидростанции на 1000 *квт* установленной мощности, которое составило: на Волховской ГЭС — 2,5 *м*, Рыбинской — 0,7 *м*, Каховской — 0,5 *м*, Братской — 0,115 *м*, Красноярской — 0,074 *м*. На гидростанциях с наиболее высоким напором (300 *м*) этот показатель составляет: на Ингури — 0,092 *м* и на Нурекской — 0,075 *м*.

Кроме мощностей агрегатов, следует также отметить разработку и применение новых типов и конструкций силового оборудования. Показательно повышение мощности агрегатов на Братской ГЭС с 200 до 225 тыс. *квт*, применение на Красноярской ГЭС агрегатов мощностью 500 тыс. *квт*. Заслуживает также внимания внедрение поворотно-лопастных турбин на более высокие напоры (для Чир-Юртской ГЭС до 43 *м*), применение радиально-осевых турбин с повышенным удельным расходом воды (для Чиркейской ГЭС), разработка и внедрение диагональной поворотно-лопастной турбины (для Усть-Илимской и Бухтарминской ГЭС). Для станций низкого и среднего напора весьма эффективно применение горизонтального агрегата, размещаемого в теле плотины в закрытых металлических оболочках. Опытный горизонтальный агрегат, установленный на Камской ГЭС, показал высокую эффективность и возможность снижения объемов строительных работ за счет уменьшения необходимого заглубления основания здания ГЭС; успешным было применение капсюльных агрегатов на Череповецкой ГЭС.

Высокая эффективность предстоящего гидроэнергостроительства обусловливается также переходом на основных гидроузлах, составляющих наибольший удельный вес вновь вводимых мощностей, на сооружение высокого напора. Большинство намечаемых к строительству гидростанций имеет высокие плотины. В Советском Союзе уже есть опыт возведения высоких плотин на весьма крупных сибирских реках в суровых климатических условиях: заканчивается сооружение плотины высотой 126 *м* на Братской гидростанции, начат решающий этап сооружения плотины Красноярской ГЭС высотой 120 *м* оригинального массивно-контрфорсного типа. Начато сооружение наиболее высоких в мире плотин — Нурекской на р. Вахш и Ингурской на р. Ингури высотой 300 *м*. Более 200 *м* высоты будут иметь плотины Саяно-Шушенской ГЭС на Енисее и Токтогульской на Нарыне, Чиркейской ГЭС на р. Сулак, Рогунской на Вахше. Ряд гидростанций будет иметь плотины высотой от 100 до 200 *м* (Усть-Илимская на р. Ангаре, Тобари на р. Ингури, Желундинская на р. Бурее, Чарвакская на р. Чирчике).

Такие параметры сооружений потребовали нахождения новых технических решений, которые позволили получить значительное снижение объемов строительных работ по сравнению с обычными типами. При этом технические решения варьируются с учетом местных природных условий: геологических, топографических, гидрологических и климатических. Так, в предстоящий период будет возведена наиболее высокая арочная плотина на р. Ингури, высотой 300 *м*, наилучшим образом соответствующая местным условиям. Высокая арочная плотина (235 *м*) строится также на р. Сулаке для Чиркейской ГЭС.

Для такого же напора (300 *м*) для Нурекской ГЭС запроектирована плотина из местных материалов, что требует применения мощной механизации для выполнения земляных работ, транспорта и укладки материалов.

Переход на новые условия строительства и применение новых прогрессивных технических решений для гидротехнических сооружений такого параметра позволят добиться значительного сокращения удельных объемов работ.

На Волховской ГЭС на 1 *квт* установленной мощности потребовалось 3,6 $м^3$ бетона, на Днепрогэс имени В. И. Ленина — 2,2 $м^3$, на Братской ГЭС — 1,09 $м^3$, на Красноярской — 0,81 $м^3$. Интересно для сопоставления привести такие данные для наиболее крупных зарубежных гидростанций, построенных в аналогичных условиях (высокие плотины на скальных основаниях, большие установленные мощности): Гренд-Кули (США) — плотина на гранитах высотой 168 *м*, мощность — 2,3 млн. *квт*, бетон составляет 3,35 $м^3/квт$; Боулдер-Дэм — высота плотины 228 *м*, мощность — 1,38 млн. *квт*, бетон — 1,78 $м^3/квт$.

Продолжаются работы по дальнейшему повышению индустриализации строительства, созданию производственных баз. Создание районных производственных баз позволит более интенсивными темпами переходить к индустриальным методам работ, а осуществление каскадного принципа строительства обеспечивает наиболее полное использование этих баз, приводящее также к сокращению подготовительного периода строительства и сокращению общих сроков строительства.

Основным направлением предстоящего гидроэнергостроительства явится переход от равнинных условий строительства гидроузлов Европейской части Союза и гидроузлов, сооружаемых в предгорных условиях Средней Азии и Кавказа, к освоению гидроэнергоресурсов многоводных рек Сибири и горных районов Средней Азии и Закавказья. С этим связан переход к гидростанциям весьма большой мощности со значительным повышением напоров. Укрупнение мощности гидростанций характеризуется наличием в предстоящей перспективе ряда гидроузлов с мощностью 4—5 и даже 6 млн. *квт*, причем удельный вес гидростанций мощностью от 1 млн. *квт* и выше составит более $^2/_3$ вводимых мощностей и даст основной прирост мощности на гидростанциях; гидростанции мощностью от 200 тыс. *квт* до 1 млн. *квт* составят 25—30% и только 3—5% вновь вводимой мощности будут давать гидростанции мощностью менее 200 тыс. *квт*. В таком распределении вновь вводимых мощностей уже сама по себе заложена возможность значительного снижения удельных стоимостей и значительного сокращения эксплуатационных затрат.

В результате будут созданы предпосылки для повышения эффективности гидроэнергостроительства. Основными факторами его будут:

а) перенесение основных объемов гидроэнергостроительства в восточные районы страны и переход к освоению наиболее эффективных гидроэнергоресурсов, сосредоточенных в этих районах;

б) резкое повышение установленных мощностей гидростанций и единичной мощности агрегатов;

в) внедрение наиболее прогрессивных экономичных конструкций гидросооружений и типов энергетического оборудования;

г) повышение напоров на гидроузлах;

д) снижение удельных затрат на создание водохранилищ;

е) повышение энергетической эффективности гидростанций;

ж) переход на новые, более совершенные методы производства работ и повышение организационного уровня гидроэнергостроительства;

з) полное использование комплексного значения сооружаемых гидроузлов.

В этих факторах заложена возможность улучшения технико-экономических показателей гидроэнергостроительства и повышения народнохозяйственной эффективности использования огромных гидроэнергетических богатств нашей страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. И. Ленин. Доклад о деятельности Совета Народных Комиссаров 22 декабря 1920 г. Сочинения, изд. IV, т. 31.
2. В. И. Ленин. Об едином хозяйственном плане. Сочинения, изд. IV, т. 32.
3. План электрификации РСФСР. Доклад VIII Съезду Советов Государственной Комиссии по электрификации России. Научно-техническое издательство ВСНХ. Москва, 1920.
4. Программа Коммунистической партии Советского Союза. М., Госполитиздат, 1962.
5. Народное хозяйство СССР в 1964 г. ЦСУ СССР. Статистический ежегодник. М., 1965.
6. Г. М. Кржижановский. Электроэнергетика. Энергетический институт АН СССР. Энергоиздат, 1933.
7. А. Н. Вознесенский, А. А. Бесчинский. «Гидротехническое строительство», 1957, № 11.
8. Ф. Я. Нестерук. Гидроэнергетические ресурсы мира. Под ред. А. Н. Вознесенского. Энергоиздат, 1949.
9. Д. Г. Жимерин. История электрификации СССР. Госэнергоиздат, 1962.
10. Д. Г. Жимерин. Развитие энергетики СССР. М., 1963.
11. Энергетика СССР. Под ред. И. Т. Новикова. М., 1961.
12. И. Т. Новиков. Развитие энергетики и создание единой энергетической системы СССР. Изд-во экономической лит-ры, 1962.
13. П. С. Непорожний. Проблемы сплошной электрификации СССР и технический прогресс в энергостроительстве, Госэнергоиздат, 1960.
14. П. С. Непорожний. Электрификация и энергетическое строительство. Госэнергоиздат, 1961.
15. А. Некрасов, Е. Штейнгауз.. Всеобщая электрификация народного хозяйства. «Плановое хозяйство», 1961, № 9.
16. М. П. Фельдман. О повышении соотношения между установленными мощностями гидроэлектростанций и потенциальными мощностями водотоков. Сб. «Проблемы гидроэнергетики и регулирования речного стока», вып. 10. Изд-во АН СССР, 1962.
17. С. Л. Миркин. Водные мелиорации в СССР и пути их развития. Изд-во АН СССР, 1962.
18. Л. Б. Бернштейн. Приливные электростанции в современной энергетике. Госэнергоиздат, 1961.
19. В. В. Звонков. Комплексное использование водных ресурсов в речных бассейнах СССР. Изд-во АН СССР, 1957.
20. Страны социализма и капитализма в цифрах. Краткий статистический справочник М., 1965.
21. Основные вопросы планирования Единой энергетической системы СССР. Под ред. Г. М. Кржижановского и В. И. Вейца. Изд-во АН СССР, 1959.
22. М. П. Фельдман, Б. М. Лось, А. Ш. Резниковский, Т. Н. Хатунцева. Оптимальное сочетание ГЭС и ТЭС по мощности и энергии. Сб. «Проблемы гидроэнергетики и регулирования речного стока», вып. 10. Изд-во АН СССР.

ПОКАЗАТЕЛИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ПОЯСНЕНИЯ К ТАБЛИЦАМ

В таблицах приведены показатели по эксплуатируемым, строящимся, запроектированным и выявленным гидроэлектростанциям, установленная мощность которых превышает 10 тыс. *квт*[1].

Кроме таблиц, содержащих соответствующие показатели по каждой в отдельности гидроэлектростанции, приведены сводные таблицы с распределением всех гидроэлектростанций по степени изученности, мощности и напору. Приведены также таблицы с показанием ввода агрегатов на каждой из гидроэлектростанций по состоянию на 1.I 1966 г.

Данные таблиц содержат характеристики 1351 гидроэлектростанции.

В числе гидроэлектростанций:

Эксплуатируемые на 1.I 1966 г.	173
Строящиеся на 1.I 1966 г.	31
Запроектированные (по которым имеется технический проект или проектное задание)	54
Изученные предварительно (по которым имеется предварительная проектная документация)	422
Выявленные (по которым имеются лишь общие проектные соображения)	671

Все гидроэлектростанции сгруппированы по экономическим районам СССР (см. карту) [2] Нумерация гидроэлектростанций проведена по каждому из районов РСФСР и УССР, по остальным районам — по каждой из входящих в эти районы союзных республик в отдельности. Под этими же номерами станции показаны и на соответствующих картах.

По каждому из экономических районов РСФСР и УССР и по каждой из других союзных республик приведены три таблицы (А, Б и В).

Таблица А содержит следующие показатели по каждой из эксплуатируемых и строящихся гидроэлектростанций (на 1.I 1966 г.).

Номер по карте и таблице Б, установленная мощность, среднемноголетняя выработка энергии и число агрегатов по проекту и введенных по состоянию на 1.I 1966 г.; год начала строительства и год ввода в эксплуатацию первого агрегата.

---

[1] Показатели приведены также по некоторым эксплуатируемым гидроэлектростанциям установленной мощностью меньше 10 тыс. *квт*, работающим на общую сеть.

[2] Карта (стр. 379) составлена без учета изменений в районировании СССР — см. примечание к табл. III. 7 на стр. 111.



Экономические районы СССР

Таблица Б содержит следующие показатели по каждой из эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций.

Графа 1. Порядковый номер гидроэлектростанции в районе или республике по принятому в настоящей работе расположению водотоков и гидроэлектростанций на них, определялся следующим образом: все гидроэлектростанции, названия которых приведены в *графе* 2 таблицы Б, располагались от истока к устью, сначала по основному руслу водотока первого порядка, затем в той же последовательности по притокам первого порядка этого водотока и т. д. После этого в таком же порядке располагались гидроэлектростанции на следующем водотоке первого порядка, расположенном по отношению к первому водотоку против часовой стрелки. По такой же системе проводилась нумерация гидроэлектростанций, расположенных в этом районе или республике.

Содержание граф 3, 5, 6, 7, 8, 10, 11 и 12 пояснений не требует.

В графе 13 приведена стоимость гидроузла только по разделу «А» сметы, который не включает стоимости постоянного жилпоселка и строительной базы, относимых соответственно к разделам «Б» и «В» сметы.

Капиталовложения, относимые на энергетику, получаемые в результате уменьшения сметной стоимости по разделу «А» на величину возвратных сумм и стоимости тех объектов, которые после завершения строительства гидроузла будут эксплуатироваться в других отраслях народного хозяйства, не выделены в отдельную графу таблицы Б, поскольку они могут быть получены как произведения показателей, приведенных в графах 10 и 14 или в графах 12 и 15.

Значения удельных капитальных вложений на 1 *квт* установленной мощности (графа 14) и на 1 *квт · ч* среднемноголетней выработки энергии (графа 15), а также значение себестоимости (графа 16) были заимствованы из последних по времени выполнения проектных документов.

В связи с тем, что стоимостные показатели в ряде случаев претерпевают изменения, в настоящей работе не приведены значения этих показателей по большинству выявленных и запроектированных гидроэлектростанций, проектная документация по которым не обновлялась в последние годы.

Были прокорректированы стоимостные показатели только по строящимся и намечаемым к строительству в ближайшей перспективе гидроэлектростанциям. По этим гидроэлектростанциям стоимостные показатели приведены по состоянию на начало 1966 г.

По другим же гидроэлектростанциям, стоимостные показатели которых приведены в таблицах, следует иметь в виду, что эти показатели характеризуют сравнительную экономичность отдельных гидроэлектростанций и могут служить только для сопоставления этих показателей между собой.

Стоимостные показатели приведены также и по некоторым эксплуатируемым гидроэлектростанциям. Эти показатели были заимствованы из последних по времени соответствующих проектных документов.

В таблице Б приняты сокращения:

В графе 4 — тип гидроэлектростанции:

П — приплотинный
Д — деривационный
С — смешанный

В графе 9 — характер регулирования:

Мн.— многолетнее регулирование стока
Сез. — сезонное регулирование стока
Сут.— суточное регулирование стока

В графе 7 — компоненты комплекса:

Эн. — энергетика
Эн. ир. — энергетика, ирригация
Эн. тр. — энергетика, транспорт
Эн. бн. — энергетика, борьба с наводнением
Эн. вод. — энергетика, водоснабжение
Эн. тур.— энергетика, туризм

В графе 18 — состояние изученности:

Э — эксплуатируется
С — строится
Т.п.— технический проект
П.з.— проектное задание
С.п.— схематический проект
С.и.— схема использования
ТЭД — технико-экономический доклад
П.с.— проектные соображения

Таблица В содержит объемы работ по основным гидротехническим сооружениям, значения которых заимствованы из проектного документа, указанного в последней графе этой таблицы.

В таблице В, кроме сокращений, указанных в таблице Б, дополнительно приняты следующие два сокращения:

О.д.— отчетные данные
Р.ч.— рабочие чертежи

Таблицы «Распределение гидроэлектростанций по степени изученности» содержат сводные данные по распределению числа учтенных гидроэлектростанций, размещенных на территории экономических районов и союзных республик, а также Союза в целом. Число гидроэлектростанций, их установленная мощность и среднемноголетняя выработка электроэнергии распределены по степени изученности, т. е. с выделением эксплуатируемых и строящихся на 1.I 1966 г. гидроэлектростанций, запроектированных, изученных предварительно и выявленных гидроэлектростанций.

Таблицы «Распределение гидроэлектростанций по мощности» содержат сводные данные по распределению числа гидроэлектростанций, их установленной мощности и среднемноголетней выработки энергии по экономическим районам, союзным республикам и Союзу в целом по величине установленной мощности для следующих групп: до 25 тыс. *квт*, от 26 до 100, от 101 до 250, от 251 до 1000 и свыше 1000 тыс. *квт*.

Таблицы «Распределение гидроэлектростанций по напорам» содержат по аналогии с предыдущими двумя таблицами распределение учтенных гидроэлектростанций по величине используемого ими напора в следующих пределах: до 15 *м*, от 16 до 40, от 41 до 100, от 101 до 500 и свыше 500 *м*.

Таблицы с показанием времени ввода машин и роста мощности на гидроэлектростанциях СССР содержат данные по этим показателям — сводные по всем экономическим районам, союзным республикам и Союзу в целом, а также по каждой из эксплуатируемых гидроэлектростанций.

Все данные приведены для следующих лет: до 1917 г., до 1928, на конец 1932, 1937, 1941, 1945 и 1950 гг., а с 1950 по 1965 г. на конец каждого года этого периода.

Таблица «Алфавитный указатель водотоков» содержит перечень всех водотоков, гидроэлектростанции на которых учтены в настоящей работе.

Все водотоки расположены в алфавитном порядке с показанием номеров районов, на территории которых размещены соответствующие гидроэлектростанции.

Таблица «Алфавитный указатель гидроэлектростанций» содержит перечень всех учтенных гидроэлектростанций.

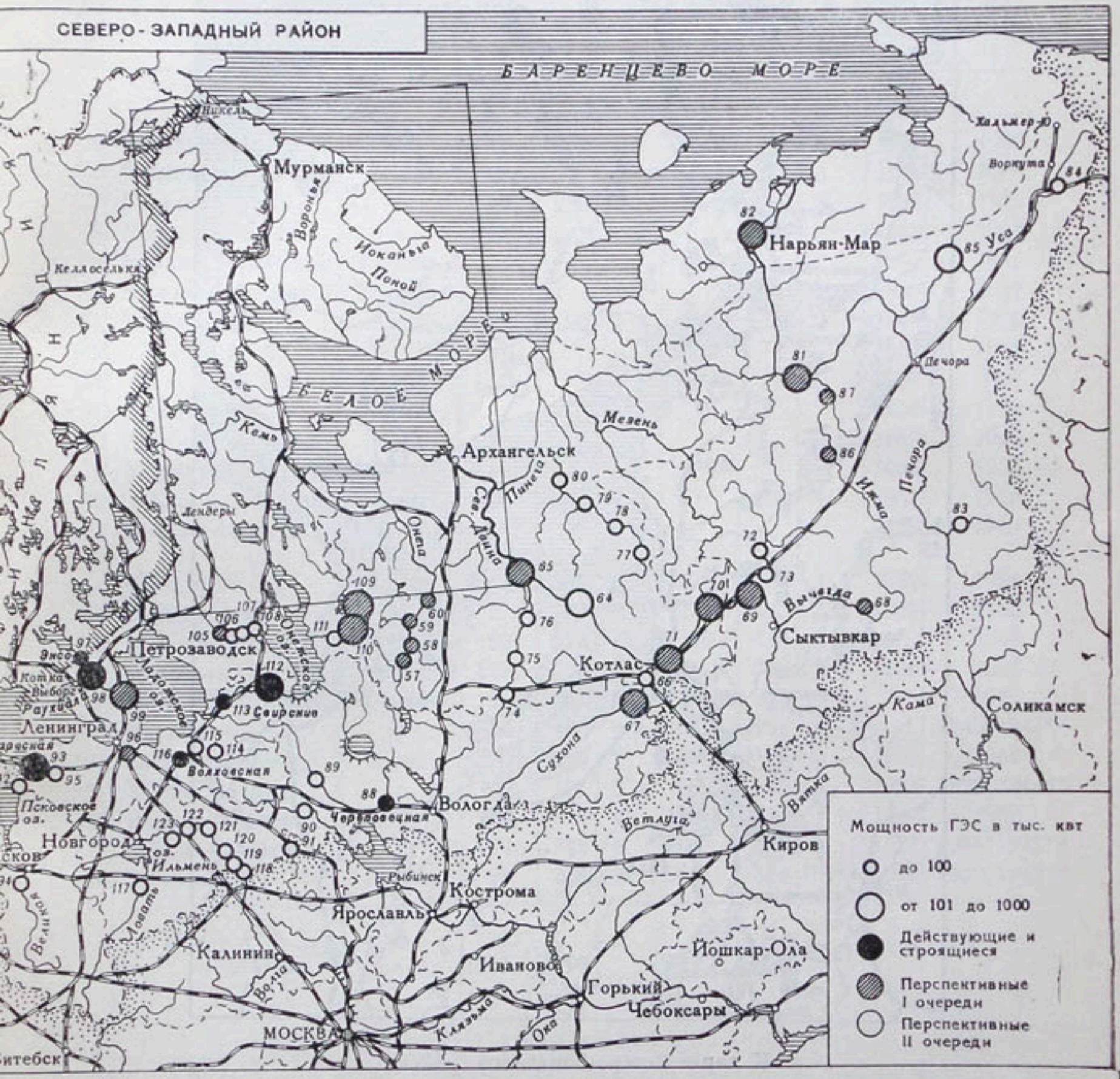
Все гидроэлектростанции расположены в алфавитном порядке с показанием номера района, на территории которого размещена каждая гидроэлектростанция, а также ее порядкового номера по таблице Б и соответствующей карте.

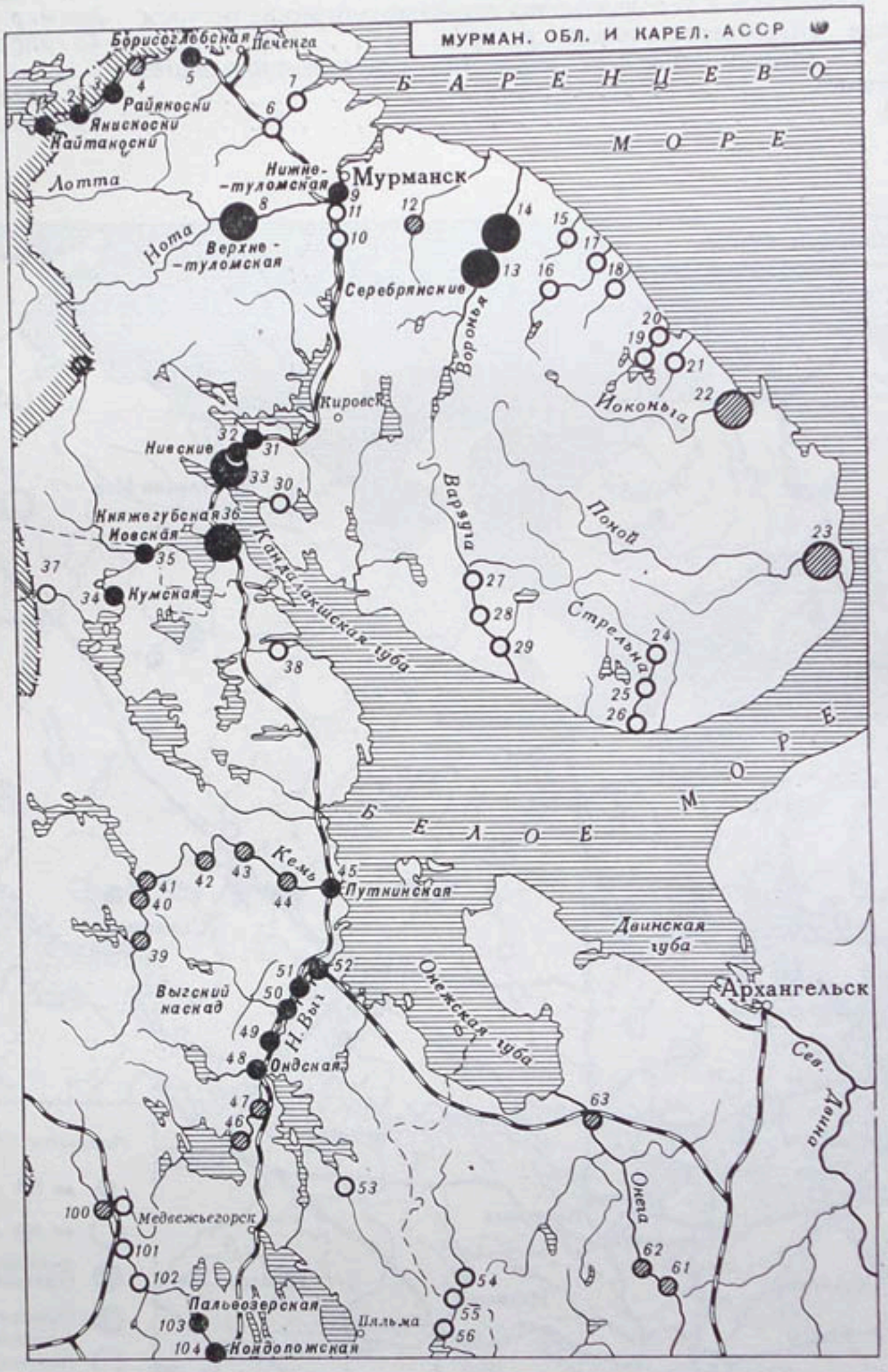
ТАБЛИЦЫ
С ПОКАЗАТЕЛЯМИ
И КАРТЫ-СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

I. СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Архангельская, Вологодская Ленинградская, Мурманская, Новгородская, Псковская области; Карельская АССР и Коми АССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы.	99 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	55 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	43 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	9,7 млрд. *квт·ч*
Строящихся	1,6 млрд. *квт·ч*





К карте Северо-Западного района

Таблица А

СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1.I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			Установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Эксплуатируемые									
1	Кайтакоски . . .	Паз	11,2	70	2	11,2	70	2	1957	1959
2	Янискоски	»	29,2	215	3	30,5*	211	3	1948	1950
3	Раякоски	»	40,8	220	3	43,2*	220	3	1952	1955
5	Борисоглебская .	»							1959	1963
8	Верхне-Туломская	Тулома							1960	1965
9	Нижне-Туломская	Тулома							1933	1937
31	Нивская № 1 . .	Нива	28	120	2	26	122	2	1949	1952
32	» № 2 . .	»							1931	1934
33	» № 3 . .	»							1939	1949
34	Кумская	Кума							1956	1962
35	Иовская	Иова							1957	1960
36	Княжегубская . .	Ковда							1951	1955
48	Ондская	Онда	80	394	4	80	394	4	1951	1956
50	Маткожненская .	Нижний Выг							1948	1953
51	Выгостровская . .	То же	40	233	2	40	233	2	1959	1961
52	Беломорская . . .	»	27	132	3	27	132	3	1961	1962
88	Череповецкая . .	Шексна	80	115	4	40	115	2		1964
93	Нарвская	Нарова	125	702	3	124,8	702	3	1950	1955
97	Энсо	Вуокса	96,5	663	5	100,5*	675	5		1945
98	Раухиала	»	96	689	4	108*	702	4		1940/1944**
103	Пальеозерская . .	Суна	20	95	2	22*	95	2	1950	1954
104	Кондопожская . .	»	25,6	121	3	28,2*	125	3	1923	1928/1944**
112	Верхне-Свирская	Свирь	160	616	4	160	616	4	1946	1952
113	Нижне-Свирская .	»	100	515	6	100	515	6	1927	1933/1945**
116	Волховская . . .	Волхов	66	356	10***	66	374	10***	1918	1926/1942**
	Итого (с округлением) .		1911	9708		1915	9854			
	Строящиеся									
13									1960	
14	Серебрянские . .	Воронья							1963	
45	Путкинская . . .	Кемь							1963	
49	Палакоргская . .	Нижний Выг	27	165	3					
	Итого . . .		467	1576						

* Фактическая мощность на 1. I. 1966 г.
** В знаменателе — после восстановления.
*** В том числе два вспомогательных агрегата по 1 тыс. *квт*.

Таблица Б

СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. квт: установленная	Мощность, тыс. квт: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Кайтакоски	Паз	П	140	140	9	2460 / 45	Мн.	11,2	5,4	70					Эн.	Э
2	Янискоски	»	П	140	150	22	2000 / 45	Мн.	29,2	22	215					Эн.	Э
3	Раякоски	»	П	155	265	19,2	—	Сут.	40,8	22,1	220					Эн.	Э
4	Хевоскоски	»	Д	172	238	19,2	—	Сут.	45	20	216	23,9				Эн.	С. и.*** 1956 г.
	Скугфосс[1] (Менникакоски)	Паатсо-Йоки (Паз)							64		370						
5	Борисоглебская . .	Паз	Д	197	300		—	Сут.								Эн.	Э
6	Нижне-Мотовская . .	Западная Лица	Д	15	24	52	—	—	10	4,7	46					Эн.	П. с. 1933 г
7	Западно-Лицкая	То же	С	18	29	64	57 / 10	Сез.	15	7,1	71					Эн.	П. с. 1933 г.
8	Верхне-Туломская[2]	Тулома	С	187	360											Эн.	Э
9	Нижне-Туломская	То же	П	230	312											Эн.	Э
10	Шенгуйская	Кола	Д	35	100	42	—	Сут.	20	8,6	75					Эн	П. с. 1934 г.
11	Кольская	»	Д	30	62	24	—	Сут.	12	4,8	42					Эн.	П. с. 1934 г.
12	Териберская	Териберка	С	30		152	600 / 64	Мн.	50	—	270					Эн.	••

13	Серебрянская	Воронья	П	99* / 138												Эн.	С.
14	Падунская	»	П	111* / 150												Эн.	С
15	Рындинская	Рында	Д	9,3	14	124	—	Сут.	14	2,3	55					Эн.	П. с. 1933 г.
16	ГЭС № 1	Харловка	С	22,5		147	630—480 / 85—65	Мн.	40		235					Эн.	**
17	ГЭС № 2	»	С	31,3		51		Мн.	18		102					Эн.	
18	Северная	Восточная Лица	С	26		157	400 / 49	Мн.	70	—	293					Эн.	**
19	ГЭС № 1	Варзина	Д	14,2		147			25		142					Эн.	
20	ГЭС № 2	»	Д	15,1		69			12		68					Эн.	**
21	Дроздовская	Дроздовка	С	20		140	1000 / 159	Мн.	40	—	240					Эн.	**
22	Иокангская	Иоканьга	С	80		146	644 / 25	Сез.	200	69	835		415	10,3	0,19	Эн.	С. и.*** 1961 г.
23	Понойская	Поной	Д	175	420	146	3800 / 71	Мн.	500	178	1790		248	6,9	0,11	Эн.	С. и.*** 1960 г.
24	ГЭС № 1	Стрельна	П	31		45	420—2890 / 43—300	Мн.	15		86					Эн.	**
25	ГЭС № 2	»	С			37			15		84					Эн.	**
26	ГЭС № 3	»	Д	32,1		48			20		108					Эн.	**
27	Верхне-Варзугская	Варзуга	П	59		31	700 / 38	Мн.	16		95					Эн.	**
28	Тершская	»	П	79		54	400 / 16	Сез.	50		296					Эн.	**
29	ГЭС № 3	»	П			11,5			10		61					Эн.	**
30	Нижне-Колвицкая	Колвица	Д	16	27	45	—	—	10	5,7	49					Эн.	П. с. 1935 г.

[1] Гидроэлектростанция находится на территории Норвегии.

[2] Для увеличения гарантированной мощности на 7 тыс. *квт* и среднемноголетней выработки на 80 млн. *квт·ч* Верхне-Туломской ГЭС предполагается переброска стока р. Печи (п.з. 1957 г).

* В знаменателе — с учетом переброски части стока (39 *м³/сек*) Умбозера в Ловозеро.

** По материалам Кольского филиала АН СССР 1956—1960 гг.

*** С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на $1 квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
31	Нивская № 1	Нива	Д	152	276	13,4	3800 / 79	Мн.	28	13,7	120					Эн.	Э
32	» № 2	»	Д	153	200											Эн.	Э
33	» № 3	»	Д	154,5	250		—	Сут.								Эн.	Э
34	Кумская	Кума	Д	133	290							26,7	218	5	0,09	Эн.	Э
35	Иовская	Иова	Д	210	290							22,7	280	4,4	0,1	Эн.	Э
36	Княжегубская . . .	Ковда	Д	265	460											Эн.	Э
37	Олангская	Оланга	С	68	139	27	—	—	30	12	122					Эн.	П. с. 1935 г.
38	Варацкая	Кереть	Д	29	58	68	—	Сут.	30	3,2	133					Эн.	П. с. 1935 г.
39	Верхне-Чиркская . .	Чирко-Кемь	П	71	113	17	1500 / 65	Мн.	16	3	75					Эн.	П. с. 1935 г.
40	Средне-Чиркская . .	»	П	73	132	11	—	Сут.	12	2	52					Эн.	П. с. 1935 г.
41	Юшкозерская	Кемь	П	194	170	15	2280 / 37	Мн.	30	15,2	180*1 / 262		410	4.7	0,12	Эн.	С. и. 1956 г
42	Белопорожская . . .	»	П	226	155	21	240 / 3,4	Сут.	50	26,5	287*2 / 300		335	5,9	0,13	Эн.	С. и. 1956 г.
43	Нижне-Кривопорожская	»	П	237	324	28	60 / 1	Сут.	80	40	437*2 / 478	27,2	319	5,8	0,2	Эн.	С. и. 1956 г.
44	Подужемская . . .	»	П	258		12	—	Сут.	37	25	208*2 / 218	16,4	408	7,3	0,14	Эн.	С. и. 1961 г.

45	Путкинская	»	С	258	462											Эн.	С
46	Верхне-Сегежская . .	Сегежа	Д	70	100	14,5	6380/257	Мн.	12		70					Эн.	П. с. 1935 г.
47	Нижне-Сегежская . .	»	П	80	140	10		Сут.	10		45					Эн.	П. с. 1935 г.
48	Ондская	Онда	Д	210	366	29,2	5140/80	Мн.	80		394		346	7	0,17	Эн.	Э
49	Палакоргская	Нижний Выг	С	241	330	11,8	—	Сут.	27	16,7	165	11,1	352	5,8	0,11	Эн.	С*3
50	Маткожненская . .	То же	С	248	381		—	Сут.		—			333	5,7	0,16	Эн.	Э
51	Выгостровская . . .	» »	Д	252	350	14,4	—	Сут.	40	24	233		200	3,4	0,12	Эн.	Э
52	Беломорская	» »	Д	259	235	10,1	—	Сут.	27	13,5	132		274	5,6	0,2	Эн.	Э
53	Шелтопорожская . .	Верхний Выг	С	35	53	33	—	Сут.	14	9	80					Эн.	П. с. 1935 г.
54	Верхне-Вамская . . .	Вама	П	63	97	9	1000/50	Мн.	7	4	35					Эн.	П. с. 1935 г.
55	Средне-Вамская*4 . .	»	П	71	100	15	—	Сут.	12	7,3	57					Эн.	П. с. 1935 г.
56	Нижне-Вамская . . .	»	П	93	100	15	—	Сут.	12	7,7	57					Эн.	П. с. 1935 г.
57	Москвинская[1] . . .	Онега	П	110	170	9,5	—	—	12	2	56					Эн.	*6
58	Кудринская[1]	»	П	110	170	7,8	—	—	12	2	52					Эн.	*6
59	Коневская[1]	»	П	278	52	24	—	Мн.	10	2	348*5					Эн.	*6
60	Тарасовская[1]	»	П	163	500	16	798/16	Сез.	35	12	180					Эн.	*6
61	Товальская[1]	»	П	188	600	14,5	—	—	35	10	164					Эн.	*6
62	Ярнемская[1]	»	П	190	600	21,4	—	—	50	14	242					Эн.	*6
63	Грибановская[1] . . .	»	П	301	800	14,8	629/4	Сез.	100	18	260					Эн.	*6

[1] С учетом переброски части стока р. Онеги в р. Водлу.
*1 В знаменателе — с учетом увеличения выработки энергии на лежащих ниже ГЭС.
*2 В знаменателе — выработка после ввода Юшкозерской ГЭС.
*3 С учетом уточнения на начало 1965 г.
*4 Показатели ГЭС на р. Ваме даны с учетом регулирования стока в водохранилище Верхне-Вамской ГЭС.
*5 В том числе дополнительная выработка на Свирском каскаде в размере 300 млн. *квт·ч*.
*6 Схема переброски стока р. Онеги в р Водлу, 1956 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
64	Верхне-Тойменская	Северная Двина	П	1795	2080	12,8	2400 / 3,9	Сут.	225	60	1130					Эн.	С. и. 1958 г.
65	Семеновская	То же	П	2590	3200	16	1390 / 2	Сез.	350	74	1670					Эн.	С. и. 1958 г.
66	Котласская	Малая Сев. Двина	П	750		9	—	Сут.	70	25	366					Эн.	С. и. 1954 г.
67	Велико-Устюгская	Сухона	П	440	1470	53	2200	Сез.	600	110	1485					Эн.	С. и.*1 1951 г. и дополнит. прора-ботка 1960 г.
68	Усть-Куломская[1] . .	Вычегда	П	265		27	11400 / 137	Мн.	45	30	160					Эн.	С. и.*1 1960 г.
69	Арабачская[1]	»	П	685		17	5200 / 24	Сез.	160	57	825					Эн.	С. и. 1958 г.
70	Паламышская[1] . . .	»	П	775		11	1400 / 5,8	Сут.	120	48	560					Эн.	С. и. 1958 г.
71	Сольвычегодская[1]	»	П	880		10	900 / 3,3	Сут.	125	51	598					Эн.	С. и. 1958 г.
72	Гучертская	Вымь	П	240	250	10	—	Сут.	20	3	100					Эн.	П. с. 1947 г.
73	Серегинская	»	П	310	365	12	—	Сут.	35	5	155					Эн.	П. с. 1947 г.
74	Вельская	Вага	П	67	115	25	1540 / 73	Мн.	20	10	103					Эн.	С. и. 1958 г.
75	Ровдинская	»	П	278	417	19,5	1830 / 21	Сез.	65	28,5	319					Эн.	С. и. 1958 г

76	Шенкурская	»	П	321	470	11	—	—	40	19,1	208					Эн.	С. и. 1958 г.
77	Хорнемская	Пинега	П	92	155	21	1140/39		25	10,5	116					Эн.	С. и. 1958 г.
78	Нюхчинская	»	П	139	198	22	420/10,5		35	17,1	182					Эн.	С. и. 1958 г.
79	Карпогорская	»	П	173	240	18	—		35	16,8	180					Эн.	С. и. 1958 г.
80	Труфаногорская . . .	»	П	324	520	24	2500/24,5		95	43,8	472					Эн.	С. и. 1958 г.
81	Усть-Ижемская . . .	Печора	П	3300		34,9	37200/35,8	Ми.	945	468	4800	441,5				Эн. тр.	*)
82	Нарьян-Марская . .	»	П			15			680		3000		240	5,4	0,09	Эн.	П. с. 1960 г.
83	Илычская	Илыч	П	180	200	25	—	Сут.	40	5	190					Эн.	П. с. 1946 г.
84	Верхне-Усинская . .	Уса	П	93	110	17	—	Сут.	15		70					Эн.	П. с. 1945 г.
85	Средне-Усинская . .	»	П	835	1250	40	18000/68	Ми.	400		1900					Эн.	П. с. 1945 г.
86	Кедвинская	Ижма	П	208	250	25	2140/33	Сез.	50	30	330					Эн.	ТЭД 1946 г.
87	Больше-Галовская . .	»	П	275	300	22	1300/15	Сез.	60	37	360					Эн.	ТЭД 1946 г.
88	Череповецкая . . .	Шексна	П	161	800	15	1850/36,5	Сез.	80	7,3	115	—	64,3	4,1	0,21	Эн. тр.	Э
89	Судская	Суда	П	109	190	10	700/20	Сез.	15	3	45					Эн.	П. с. 1933 г.
90	Чагодощинская . . .	Чагодоща	П	70	150	12,5	870/39	Сез.	15	3,2	45					Эн.	П. с. 1933 г.
91	Пестовская	Молога	П	108	170	16	2550/75	Ми.	22	7	80					Эн.	П. с. 1933 г.
92	Верхне-Нарвская . .	Нарова	П	349	500	6,5	10000/91	Ми.	25	10,6	137					Эн.	ТЭД 1945 г.

*) С учетом переброски части стока р. Вычегды на Волжский склон.
**) С учетом переброски стока северных рек в р. Волгу и с учетом уточнения на начало 1966 г.

Окончание

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
93	Нарвская	Нарова	Д	394	640	24,8	—	Сут.	125	29	702		250	4,5	0,11	Эн.	Э
94	Псковская	Великая	П	155	180	7	—	Сут.	10	1,4	58					Эн.	П. с. 1941 г.
95	Кингисепская	Луга	П	96	142	10	—	Сут.	12	1,6	54					Эн.	П. с. 1941 г.
96	Невская	Нева	П	2555	2330	4,2	35 000 / 44	Мн.	84	67,4	480					Эн.	П. с. 1952 г.
97	Энсо	Вуокса	П	602	750	16,2	—	Сут.	96,5	73,8	663					Эн.	Э
98	Раухиала	»	П	602	750	17,8	—	Сут.	96	72,9	689					Эн.	Э
99	Межозерная	»	П	602		8	—	Сут.	200		300		134	8,9	0,3	Эн.	П. с. 1961 г.
100	Валазминская	Суна	С	34,8	80	11,8	1000 / 92	Мн.	5	2	39*1	7,5				Эн.	П. з.*2 1960 г.
101	ГЭС № 2	»	Д			19,4	50	Сут.	12		60					Эн.	П. з. 1956 г.
102	Линдозерская	»	Д	46	80	37,8	150 / 10	Сут.	25		125					Эн.	П. з. 1956 г.
103	Пальеозерская	»	Д	58,6	87,6	28,9	53 / 3	Сут.	20	11,6	95		275	5	0,25	Эн.	Э
104	Кондопожская	»	Д	70	120	29,6	290 / 13	Сез.	25,6	15	121					Эн.	Э
105	Матросская	Шуя	П	86	143	20	1100 / 40	Мн.	24	2,4	95					Эн.	П. с. 1934 г.
106	Кузминская	»	П	87	150	13	—	Сут.	16	1,6	70					Эн.	П. с. 1934 г.
107	Виданская	»	П	88	160	8	—	Сут.	10	1	42					Эн.	П. с. 1934 г.
108	Бесовецкая	»	П	94	162	7,5	—	Сут.	10	1	42					Эн.	П. с. 1934 г.

109	Верхне-Водлинская	Водла	П	81*3 / 276	940	40	6560*3 / 75	Мн.	300	43*3 / 100	748					Эн.	
110	Пудожская	»	П	122*3 / 317	1100	22	—	Мн.	200	28*3 / 61	489					Эн.	С. и. 1956 г.
111	Нижне-Водлинская	»	П	132*3 / 327	490	5	—	Мн.	20	7*3 / 12	95						
112	Верхне-Свирская . .	Свирь	П	613	1496	17	17 500 / 91	Мн.	160	47,4	616	87	388	10		Эн.	Э
113	Нижне-Свирская . .	»	П	655	1200	13,8	—	Сут.	100	39,2	515					Эн.	Э
114	Святская	Паша	Д	40	50	25	—	Сут.	10	0,8	44					Эн.	П. с. 1939 г.
115	Колчановская	Сясь	П	59	147	18	77 / 4	Сез.	20	0,9	59					Эн.	Т. п. 1937 г.
116	Волховская	Волхов	П	577	714	13,5	—	Сут.	66*4 / 100	13*4 / 24,9	356*4 / 445					Эн.	Э
117	Троицкая	Ловать	П	57	81,5	16,5	—	Сут.	10	2,1	37					Эн.	П. з. 1956 г.
118	Чернецкая	Мста	П	87	135	12	1664 / 61	Мн.	14	3,4*5 / 2,8	73*5 / 56					Эн.	П. з. 1940 г.
119	Ивановская	»	П	87	135	14	—	Сут.	14	6,4*5 / 5,2	80*5 / 65					Эн.	П. з. 1940 г.
120	Боровичская	»	Д	94	135	45	—	Сут.	48	21*5 / 17	260*5 / 205					Эн.	Т. п. 1950 г.
121	Светичская	»	Д	134	257	20	—	Сут.	40	12*5 / 10,5	160*5 / 135					Эн.	П. с. 1940 г.
122	Мстинская	»	П	143	218	19	—	Сут.	32	13*5 / 11	164*5 / 140					Эн.	П. с. 1940 г.
123	Нижне-Мстинская	»	Ц	178	345	7	—	Сут.	20	5,8*5 / 5	78*5 / 68					Эн.	П. с. 1940 г.

*1 С учетом увеличения выработки энергии на лежащих ниже ГЭС.
*2 С учетом уточнения на начало 1966 г.
*3 В знаменателе — с учетом переброски части стока (195 *м³/сек*) р. Олеги в р. Водлу; см. Коневскую ГЭС на р. Онеге.
*4 В знаменателе — по проекту расширения.
*5 Показатели гидроэлектростанций Мстинского каскада даны так: в знаменателе — с учетом регулирования стока в водохранилище Чернецкой ГЭС и с учетом изъятия стока р. Мсты на Волжский склон в размере 20 *м³/сек*; в числителе — то же, без изъятия стока на Волжский склон.

Таблица В

СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. квт	Выемки, тыс. м³			Насыпи мягкого грунта, тыс. м³	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон, тыс. м³		Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. га			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
8	Верхне-Туломская . . .	Тулома	С		4337	413	292	985	1585	77	—		61,4	0,17	59	0,08	3,81	П. з. 1957 г
9	Нижне-Туломская . . .	»	П		1400	370	—	860	209	138	—	0,70	2,38	—	1,69	0,030		О. д.
31	Нивская № 1	Нива	Д	28	1968	211	—	840	42	47	—	1,31	—	—	—	—	—	О. д.
32	» № 2	»	Д		1354	61	—	284	32	74	—	0,34						О. д.
33	» № 3	»	Д		627	593	605	390	106	150	168	4,4						О. д.
34	Кумская	Кума	Д		359	288	—	263	172	32	—	1,29	19,9	0,72	18,6	0,84	2,04	П. з. 1960 г.
35	Иовская	Иова	Д		1242	741	—	892	54	34	—	2,07	15,6	0,16	12,8	0,018	1,17	Т. п. 1958 г.
36	Княжегубская	Ковда	Д		3736	396	—	1323	437	128	—	3,62	27	0,24	25,3	0,94		О. д.
45	Путкинская с Нюкозерским водохранилищем	Кемь	С		255	335	—	765	263	50	—	1,1	0,26* 1,70	0,052	0,15* 1,60	0,104		П. з. 1961 г.
48	Ондская	Онда	Д	80	1600	506	—	316	82	157	—	1,39	17,7	1,2	12,0	0,29		Т. п. 1951 г.
50	Маткожненская	Нижний Выг	С		1206	269	—	422	129	40	—	0,54	2,0	—	2,0	0,01		Т. п. 1949 г.
51	Выгостровская	» »	Д	40	148	99	—	218	71	23	—	0,94	0,11	0,05	0,06	0,03	0,24	Т. п. 1955 г.
52	Беломорская	» »	Д	27	144	126	—	261	36	19	—	0,83	0,12	0,05	0,12	—	0,12	П. з. 1960 г.
93	Нарвская	Нарова	Д	125	1946	612	—	300	245	180	—	1,86	18,9	4,03	12,4	0,74	—	П. з. 1951 г.
97	Энсо	Вуокса	П	96,5	389	72	—	40	35	70	—	2,18	0,20					П. з. 1945 г.
98	Раухиала	»	П	96	124	63	—	132	25	73	—	3,6	0,20					О. д.
100	Валазминское водохранилище и ГЭС . . .	Суна	С	5	455	58	—	516	41	19	—	0,53	17	0,59	8,4	0,10	1,2	П. з. 1960 г.
103	Пальеозерская	»	Д	20	360	78	—	300	52	22	—	0,6	1,22	0,17	0,68			Т. п. 1951 г.
104	Кондопожская	»	Д	25,6	860	61	—	197	19	15	—	2						О. д.
112	Верхне-Свирская . . .	Свирь	П	160	6892	—	—	2416	388	765	—	10,3	1,76	1,85	6,81	0,43		Т. п. 1947 г.
113	Нижне-Свирская . . .	»	П	100	3187	—	—	968	97	530	—	4,39	1,56	0,37	1,19	0,31		П. з. 1945 г.
115	Колчановская	Сясь	П	20	608	730	—	444	54	141	—	10,4						Т. п. 1937 г.
116	Волховская	Волхов	П	66	127	604	—		26	227	—	2,07	15	10	3			О. д.
118	Чернецкая	Мста	П	14	1130	—	—	1358	233	110	—	0,8						П. з. 1940—41 г.
119	Ивановская	»	П	14	1125	66	—	847	67	70	—	1,9						П. з. 1940—41 г.
120	Боровичская	»	Д	48	2272	—	—	1665	140	50	—	2,1						Т. п. 1950 г.

* В знаменателе — с Нюкозерским водохранилищем.

II ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАЙОН

Брянская, Владимирская, Ивановская, Калининская, Калужская, Костромская, Московская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тульская и Ярославская области

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	15,0 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	8,0 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	6,0 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	1.5 млрд. *квт·ч*
Строящихся	—

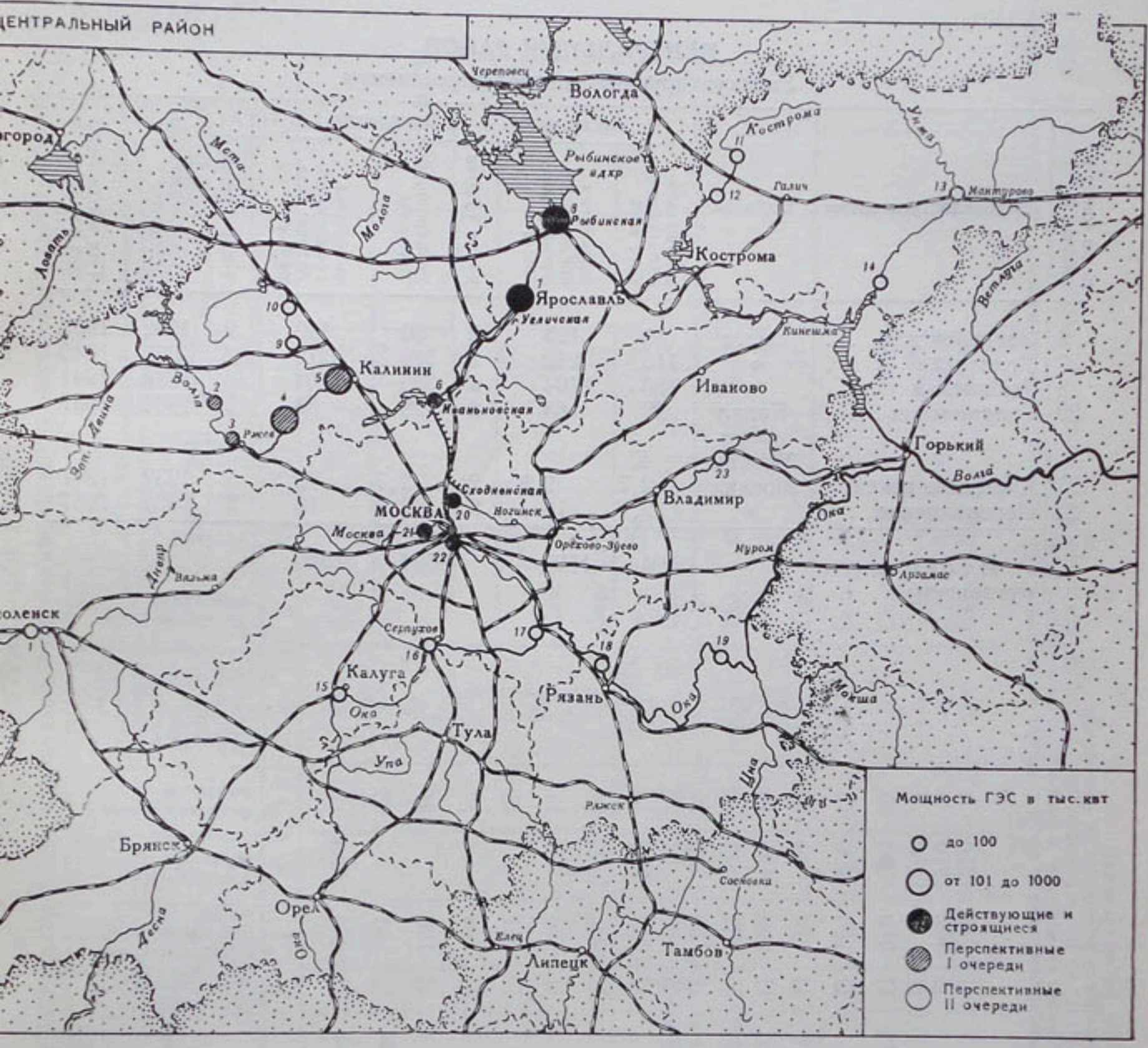


Таблица А

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАЙОН

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введена на 1.1. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
6	Иваньковская . .	Волга	30	123	2	30	123	2	1932	1937
7	Угличская	»	110	212	2	110	212	2	1935	1940
8	Рыбинская . . .	»	330	1104	6	330	1104	6	1936	1941
20	Сходненская . . .	Канал имени Москвы	29	53	2	29	53	2	1932	1937
21	Карамышевская	Москва	2,7	9,8	2	2,7	9,8	2	1932	1937
22	Перервинская . .	»	2,7	18	2	2,7	18	2	1932	1937
	Итого (с округлением) . . .		504	1520		504	1520			

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАЙОН

Таблица Б

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанций	Среднемноголетний расход реки, *м³/сек*	Расход ГЭС, *м³/сек*	Максимальный напор, *м*	Полезная емкость водохранилища, млн. *м³* / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Смоленская [1]	Днепр	П	96,5	200	11	656	Сез.	15	3,8	55* / 67,7					Эн. тр.	ТЭД 1952 г.
2	Кривогорская	Волга	П	87		22	190 / 7		82,5		150						
3	Ржевская	»	П	106		21	90 / 2,7		76,5		140		184	10,2		Эн.	П. с. 1962 г.
4	Старицкая	»	П	164		18	100 / 1,9		101		180						
5	Калининская	»	П	171		17	180 / 3,3		102		180						
6	Иваньковская	»	П	306	300	17	965 / 10	Сез.	30	5,9	123					Эн. тр. вод.	Э
7	Угличская	»	П	326**	1090	14	612 / 6	Сез.	110	8,8	212					Эн. тр.	Э
8	Рыбинская [2]	»	П	1032	3270	18	11 500 / 35	Мн.	330	40	1104					Эн. тр.	Э
9	Торжокская	Тверца [3]	П	60	90	15	—	Сут.	10,5	4,3	53					Эн.	П. с. 1941 г.
10	Змеевская	Тверца [3]	П	73	135	11	—	Сут.	12	4	48					Эн.	П. с. 1941 г.
11	Средне-Костромская . .	Кострома	П	57	150	25	1 170 / 65	Мн.	25	5,2	80					Эн.	П. з. 1941 г.
12	Нижне-Костромская . .	»	П	103	165	10	—	Сут.	11	3,8	44					Эн.	С. п. 1941 г.
13	Мантуровская	Унжа	П	110	69	15	400 / 11	Сез.	12	4,2	54					Эн.	П. с. 1940 г.
14	Нижне-Унжинская . . .	»	П	150	330	15	1 300 / 28	Сез.	36	8,5	123					Эн.	П. с. 1940 г.
15	Калужская	Ока	П	319	500	19	1 950 / 21	Сез.	70		282					Эн. тр.	С. и. 1950 г.
16	Серпуховская	»	П		1090	8	—	Сут.	47		138					Эн. тр.	С. и. 1950 г.
17	Коломенская	»	П	408	1310	8,2	—	Сут.	56	16	160					Эн. тр.	С. и. 1950 г.
18	Кузьминская	»	П	540	1310	7,8	—	Сут.	56		202					Эн. тр.	С. и. 1950 г.

[1] Продолжение списка станций Днепровского каскада см. в таблицах Белорусской ССР, Донецко-Приднепровского и Юго-Западного районов Украинской ССР.
[2] Продолжение списка станций Волжского каскада см. в Волго-Вятском и Поволжском районах.
[3] Показатели мощности и выработки ГЭС на р. Тверце приведены с учетом переброски в р. Тверцу из р. Мсты стока в размере 20 *м³/сек*.
* В знаменателе — с учетом дополнительной выработки на Оршинской ГЭС.
** За вычетом воды, забираемой в канал имени Москвы.

Окончание

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанций	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
19	Касимовская [1]	Ока	П	660	1710	12,9	4650 / 22	Сез.	132	32	462					Эн. тр.	Сп. 1950 г
20	Сходненская	Канал имени Москвы	Д	—	100	34	Гидроаккумулятор	Сут.	29	29	53					Эн. тр. вод.	Э
21	Карамышевская	Москва	П	55	72	6	—	Сут.	2,7	0,4	9,8					Эн. вод.	Э
22	Перервинская	»	П	61	72	7,5	—	Сут.	2,7	0,8	18					Эн. вод.	Э
23	Ковровская	Клязьма	П	132	320	11	483 / 12	Сез.	19,5	3,2	72					Эн.	П. з. 1941 г.

[1] Продолжение списка станций Окского каскада см. в таблицах Волго-Вятского района.

Таблица В

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по действующим, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$: в мягких грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: в скальных грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: открытый	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: туннельный	Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
6	Иваньковская	Волга	П	30	7 840	—	—	7 084	200	545	—	5,9	29,2	17	12,2			О. д.
7	Угличская	»	П	110	7 542	—	—	6 840	550	714	—	13	13,7	11,2	2,5			Т. п. 1940 г.
8	Рыбинская	»	П	330	13 824	—	—	14 818	830	1388	—	28	434	174,5	241			Т. п. 1940 г.
11	Средне-Костромская . . .	Кострома	П	25	909	—	—	2 166	83	92	—	1,7						П. з. 1941 г.
20	Сходненская	Канал имени Москвы	Д	29	973	—	—	518	33	33	—	0,12						Т. п. 1937 г.
21	Карамышевская	Москва	П	2,7	254	—	—	180	4	40	—	0,41						Т. п. 1937 г.
22	Перервинская	»	П	2,7	176	—	—	191	2	22	—	0,41						Т. п. 1937 г.
23	Ковровская	Клязьма	П	19,5	716	89	—	1 282	112	113	—	3,1	25,9	14	6,2	1,4		П. з. 1941 г.

III. ВОЛГО-ВЯТСКИЙ РАЙОН

Горьковская и Кировская области; Марийская, Мордовская и Чувашская АССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	15,0 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	9,0 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	7,0 млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	1,5 млрд. *квт·ч*
Строящихся	—

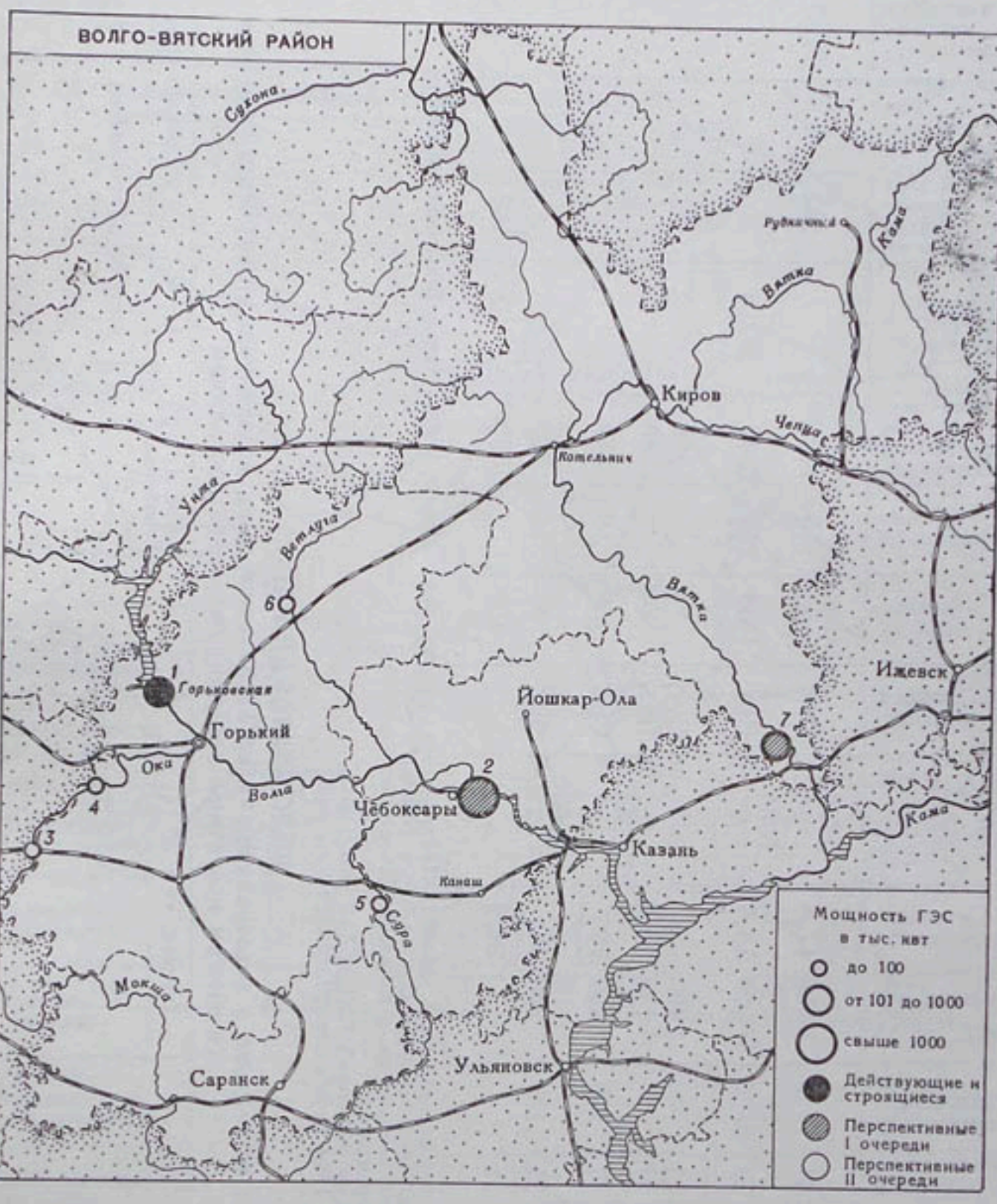


Таблица А

ВОЛГО-ВЯТСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
1	Горьковская	Волга	400	1513	8	400*/520	1513	8	1947	1955

* В знаменателе — после перемаркировки.

ВОЛГО-ВЯТСКИЙ РАЙОН

Таблица Б

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Горьковская [1]	Волга	П	1765	3 560	17,5	2770 / 5	Сут.	400* / 520	115	1513**		450	15,4	0,33	Эн. тр.	Э
2	Чебоксарская	»	П	3550	47 800	18,9	5700 / 5	Сез.	1632	264	3530	482,5				Эн. тр.	Уточнение к П. з. 1962 г.***
3	Муромская [2]	Ока	П	940	1 400	8	—	Сут.	72		330					Эн. тр.	С. и. 1950 г.
4	Степаньковская . . .	»	П		1 140	5,6	—	Сут.	36		189					Эн. тр.	С. и. 1950 г.
5	Языковская [3]	Сура	П	200	420	19	1250 / 16	Сез.	60	18	310					Эн. тр.	П. с. 1941 г.
6	Ветлужская	Ветлуга	П	187	380	18	2000 / 34	Мн.	48	16	210					Эн.	ТЭД 1943 г.
7	Сушинская	Вятка	П			24,2			400		1350		190			Эн. тр.	П. с. 1962 г.

[1] Начало списка станций Волжского каскада см. в таблицах Центрального района, продолжение — в таблицах Поволжского района.
[2] Начало списка Окского каскада см. в таблицах Центрального района.
[3] Начало списка станций Сурского каскада см. в таблицах Поволжского района.
* В знаменателе — после перемаркировки.
** С учетом снижения выработки на Рыбинской ГЭС на 117 млн. $квт \cdot ч$.
*** С учетом уточнения на начало 1966 г. для мощности 1400 тыс. $квт$.

ВОЛГО-ВЯТСКИЙ РАЙОН

Таблица В

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$: в мягких грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: в скальных грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: открытый	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: туннельный	Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
1	Горьковская	Волга	П	400	19 530	—	—	29 030	1 178	1 342	—	19,9	164,8	106,9	41	8,5		Т. п. 1949 г
2	Чебоксарская	»	П	1690	12 000	225	—	19 410	1 350	1 280	—	29	196,2	65,6	102	11,4		П. з. 1962 г.

IV. ЦЕНТРАЛЬНО-ЧЕРНОЗЕМНЫЙ РАЙОН

Белгородская, Воронежская, Курская, Липецкая и Тамбовская области

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	2,2 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	0,8 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	—
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	—
Строящихся	—

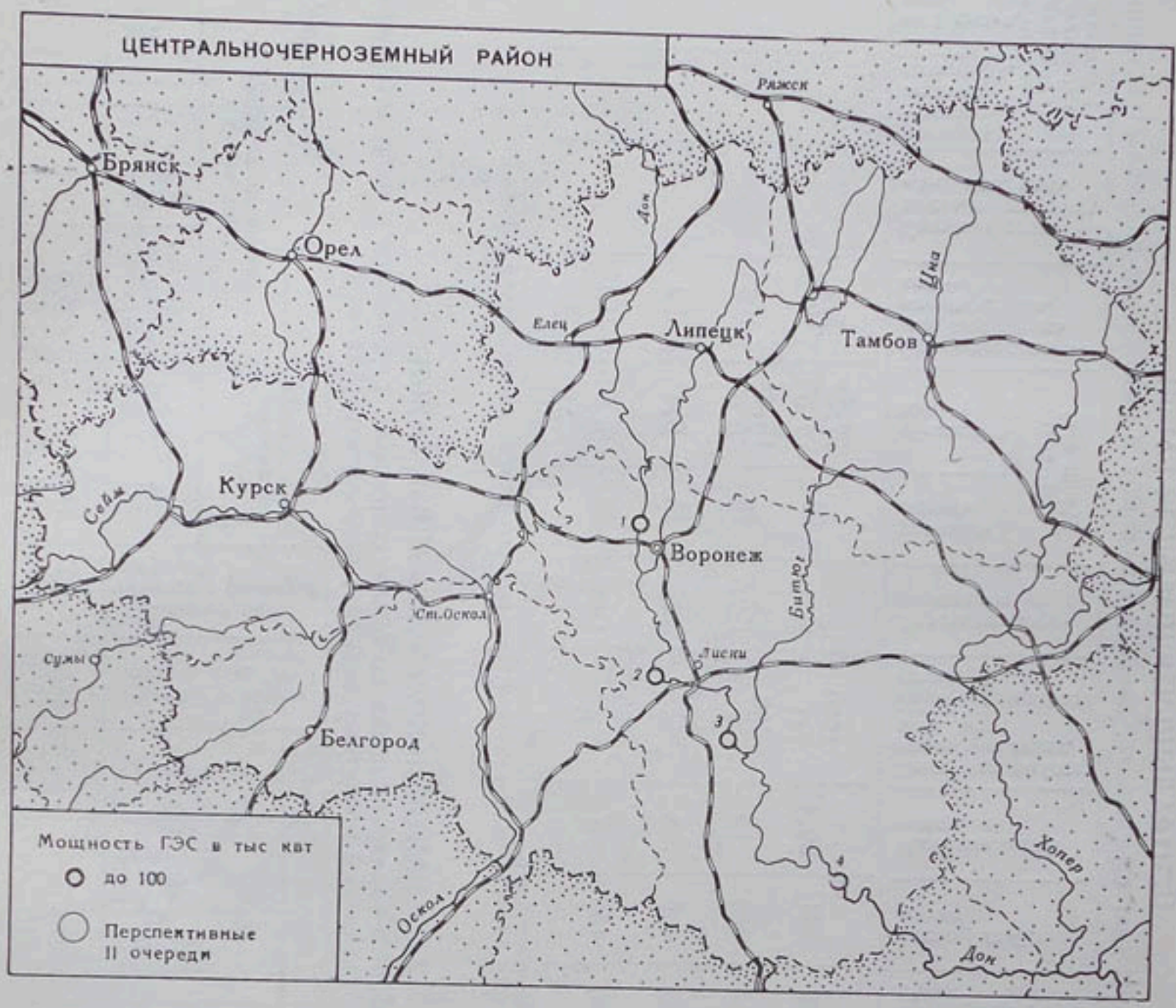


Таблица Б

ЦЕНТРАЛЬНО-ЧЕРНОЗЕМНЫЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Семилукская	Дон	П	149	381	20,4	1980 / 41	Сез.	50	27,3* / 7,6	153					Эн. тр.	П. з. 1949 г.
2	Коротоякская	»	П	236	369	13	450 / 6	Сут.	25	16,4* / 9,9	126					Эн. тр.	П. з. 1949 г.
3	Павловская	»	П	262	450	8	370 / 7	Сез.	20	6,4	92					Эн. тр.	С. п. 1949 г.
4	Богучарская[1]	»	П	306	450	7	400 / 6	Сез.	20	5,9	100					Эн. тр.	С. п. 1949 г.

* В числителе — в поливной период, в знаменателе — в зимний.
[1] Продолжение списка гидроэлектростанций Донского каскада см. в таблицах Поволжского и Северо-Кавказского районов.

Таблица В

ЦЕНТРАЛЬНО-ЧЕРНОЗЕМНЫЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$: в мягких грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: в скальных грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: открытый	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: туннельный	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
1	Семилукская . .	Дон	П	50	2890	—	—	4450	180	480	—	3,9						П. з. 1949 г.
2	Коротоякская . .	»	П	25	1040	—	—	1500	100	207	—	6,7						П. з. 1949 г.

V. ПОВОЛЖСКИЙ РАЙОН

Астраханская, Волгоградская, Куйбышевская, Пензенская, Саратовская, Ульяновская области; Башкирская, Калмыцкая и Татарская АССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	71 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	47 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	41 млрд. *квт·ч*
На 1.I 1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	21,8 млрд. *квт·ч*
Строящихся	8,3 млрд. *квт·ч*

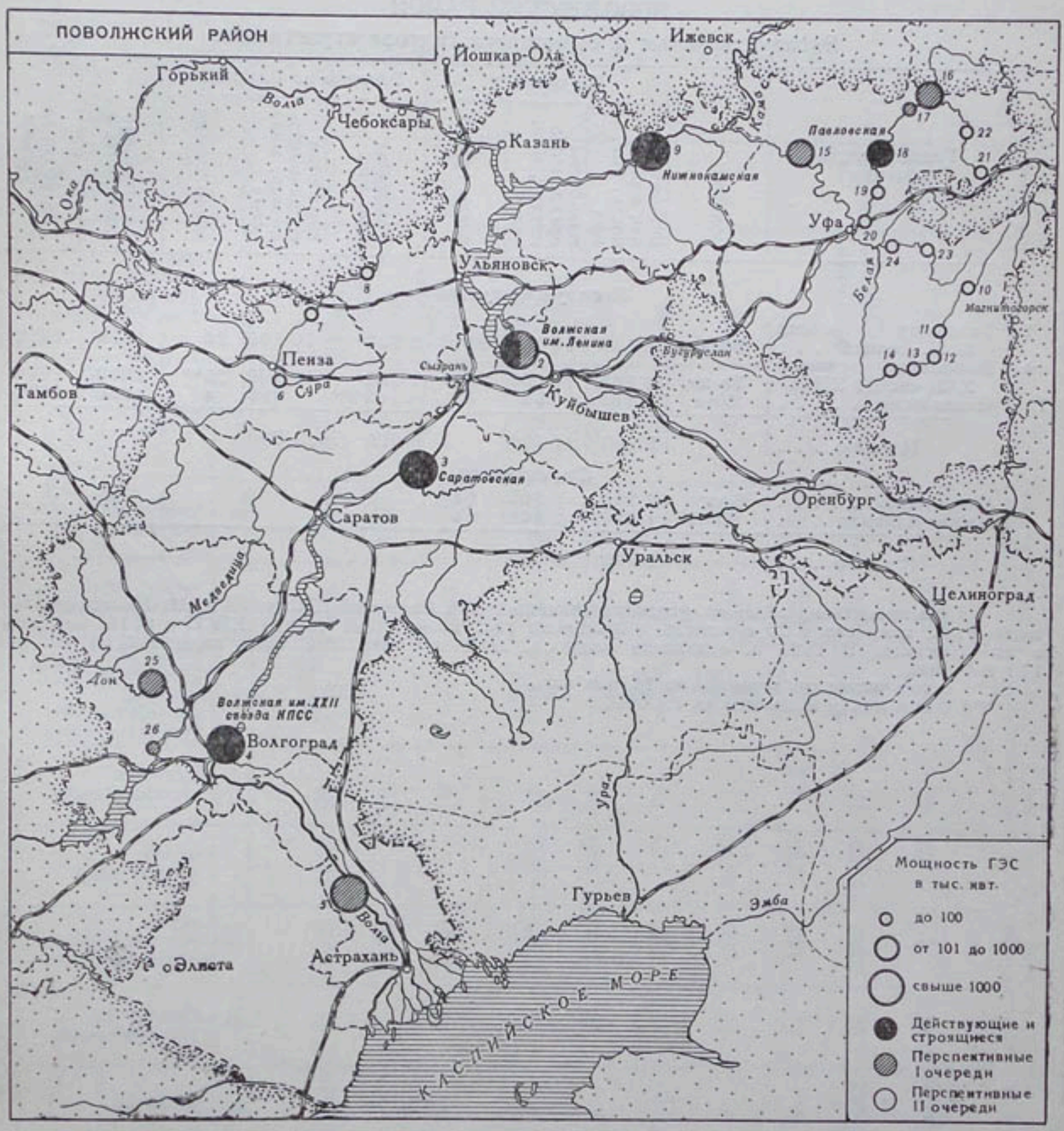


Таблица А

ПОВОЛЖСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и в таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1.I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
	Эксплуатируемые									
1	Волжская имени В. И. Ленина . . .	Волга	2 300*	10 100	20	2 300	10 100	20	1950	1955
4	Волжская имени XXII съезда КПСС	То же	2 563	11 100	25**	2 563	11 100	25**	1950	1958
18	Павловская	Уфа	160	590	4	166***	590	4	1950	1959
	Итого . . .		5 023	21 790		5 029	21 790			
	Строящиеся									
3	Саратовская	Волга	1 290	5 500	24				1956	
9	Нижне-Камская . . .	Кама	1 080	2 800	24				1963	
	Итого . . .		2 370	8 300						

* По проектному заданию установленная мощность Волжской ГЭС имени В. И. Ленина составляла 2100 тыс. *квт* в 20 агрегатах, а Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС — 2310 тыс. *квт* в 22 агрегатах. В 1957 г. единичная мощность агрегатов этих ГЭС была повышена со 105 до 115 тыс. *квт*.

** В том числе: три агрегата по 11 тыс. *квт*.

*** Фактическая мощность на 1.I.1966 г.

Таблица Б

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Волжская имени В. И. Ленина[1]	Волга	П	7600	13 500	29	34 600 / 14	Сез.	2300	807	10 100* / 11 600	865	300	6,3	0,12	Эн. тр. ир.	Э
2	Переволокская . .	»	С	7600		25			1800	35	1 700* / 2 300	196				Эн. тр.	П. э.*** 1960 г.
3	Саратовская . . .	»	П	7820		15	—	Сут.	1290	416	5 500** / 4 600	472,1				Эн. тр.	С***
4	Волжская имени XXII съезда КПСС	»	П	8000	14 800	27	8 250 / 33	Сез.	2563	820	11 100* / 12 420	715,2	229	5,3	0,07	Эн. тр. ир.	Э
5	Нижне-Волжская	»	П	8000	11 640	18	—	Сут.	1510	483	5 900* / 6 970					Эн. тр. ир.	С. п. 1959 г.
6	Пугачевская . . .	Сура	П	47	110	17	600 / 40	Мн.	12	3,5	40					Эн. вод.	ТЭД 1941 г.
7	Никитская	»	П	90	170	13	800 / 28	Сез.	18	7,5	73					Эн. вод.	ТЭД 1943 г.
8	Кадышевская[2] . .	»	П	107	130	4,2	1 100 / 33	Сез.	12	4,2	75					Эн. вод.	П. с. 1939 г
9	Нижне-Камская[3]	Кама	П	2800	12 500	17	4 400 / 5	Сез.	1080	177	2 550**** / 2 800	302,4				Эн. тр.	С***
10	Азнагуловская . .	Белая	П	15	35	49	194 / 41	Сез.	12	2,5	40					Эн.	П. с 1935 г

[1] Начало списка станций Волжского каскада см. в таблицах Центрального и Волго-Вятского районов.
[2] Продолжение списка станций каскада на р. Суре см. в таблицах Волго-Вятского района.
[3] Начало списка станций Камского каскада см. в таблицах Уральского района.
* В числителе — собственная выработка ГЭС, в знаменателе — с учетом переброски стока северных рек.
** В числителе — собственная выработка Саратовской ГЭС и выработка этой ГЭС с учетом ее работы в каскаде при наличии переброски северных рек, в знаменателе — выработка этой ГЭС при работе в каскаде и отсутствии переброски.
*** С учетом уточнения на начало 1966 г.
**** В знаменателе — с учетом эффекта в каскаде.

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанций	Среднемноголетний расход реки, м³/сек	Расход ГЭС, м³/сек	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. м³ / Доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. квт: установленная	Мощность, тыс. квт: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. квт·ч	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный квт, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 квт·ч, коп.	Себестоимость энергии, коп/квт·ч	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
11	Кардынская . . .	Белая	П	30	70	25	57 / 6	Сез.	12	0,8	30					Эн.	П. с. 1935 г.
12	Южно-Узянская	»	П	41	95	38	165 / 13	Сез.	27	3	68					Эн.	П. с. 1935 г.
13	Канская	»	П	48	110	33	78 / 5	Сез.	27	2,6	64					Эн.	П. 1935
14	Кутановская . . .	»	П	49	85	19	—	Сут.	12	1,5	32					Эн.	П. с. 1941 г.
15	Дюртюлинская	»	П			18			150		528		187			Эн. тр.	П. с. 1961 г.
16	Варяжская . . .	Уфа	П	218	792	34	1 480 / 22	Сез.	180	40*****	490*****		194			Эн.	П. с. 1962 г.
17	Нижне-Суянская	»	П	224	624	23	—	Сут.	100	33	330					Эн.	ТЭД 1946 г.
18	Павловская . . .	»	П	340	920	33	895 / 8	Сез.	160	32	590		357	9,6	0,2	Эн. тр.	Э
19	Ахлыстинская . .	»	П	363	618	11	355 / 3	Сез.	45	19*****	225*****					Эн. тр.	ТЭД 1946 г.
20	Нижне-Уфимская	»	П	392	615	14	459 / 4	Сез,	48	13	210					Эн. тр.	П. з. 1943 г.
21	Лагиревская . . .	Ай	П	55	122	38	585 / 34	Мн.	27	9*****	110*****					Эн.	ТЭД 1945 г.
22	Сулеймановская	»	П	84	180	18	437 / 17	Сез.	19	5,6*****	70*****					Эн.	ТЭД 1945 г.
23	Бирьянская . . .	Инзер	П	38	65	33	112 / 9	Сез.	16	3,2*****	90*****					Эн.	ТЭД 1942 г.
24	Лемезинская . . .	»	П	41	80	42	220 / 17	Сез.	24	5,5*****	80*****					Эн.	П. с. 1941 г.
25	Кременская[4] . . .	Дон	П			20		Сез.	200		500					Эн. вод.	П. с. 1960 г.
26	Калачская	»	П			8	—	Сут.	100		250					Эн. вод.	П. с. 1960 г.

[4] Начало списка станций Донского каскада см. в таблицах Центрально-Черноземного района, окончание — в таблицах Северо-Кавказского района.

***** С учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.

ПОВОЛЖСКИЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
1	Волжская имени В. И. Ленина	Волга	П	2300	96 400	—	—	91 700	4270	7336	—	122,7	504	278	164	35,5	209	О. д.
2	Переволокская	»	С	1200	16 200	7300	—	2 000	220	500	—							П. з. 1960 г.
3	Саратовская	»	П	1380	47 700	—	—	25 200	1400	1572	—	36,3	124,5	55,5	49,5		58,7	П. з. 1959 г.
4	Волжская имени XXII съезда КПСС	»	П	2563	82 359	2182	—	59 732	3598	5470	—	79,4	233	136,4	65	18,5	98,5	О. д.
5	Нижне-Волжская . . .	»	П	1510	78 900	—	—	227 100	7136	2784	—	38	175,7	76,9		4,4	29	С. п. 1959 г.
9	Нижне-Камская	Кама	П	1080	13 760	950	—	16 360	242	1000	—	42	230	108,8	35,7	6,9	84,5	П. з. 1961 г.
18	Павловская	Уфа	П	160	1 581	542	4	1 507	129	480	—	11	8,4	5,6	2,3		7,3	Т. п. 1950 г.
20	Нижне-Уфимская . . .	»	П	48	1 880	—	—	4 483	180	91	—	2,2						П. з. 1943 г.

VI. СЕВЕРНО-КАВКАЗСКИЙ РАЙОН

Краснодарский и Ставропольский край; Ростовская область; Дагестанская, Кабардино-Балкарская, Северо-Осетинская и Чечено-Ингушская АССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	108 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	53 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	25 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	2,3 млрд. *квт·ч*
Строящихся	3,4 млрд. *квт·ч*

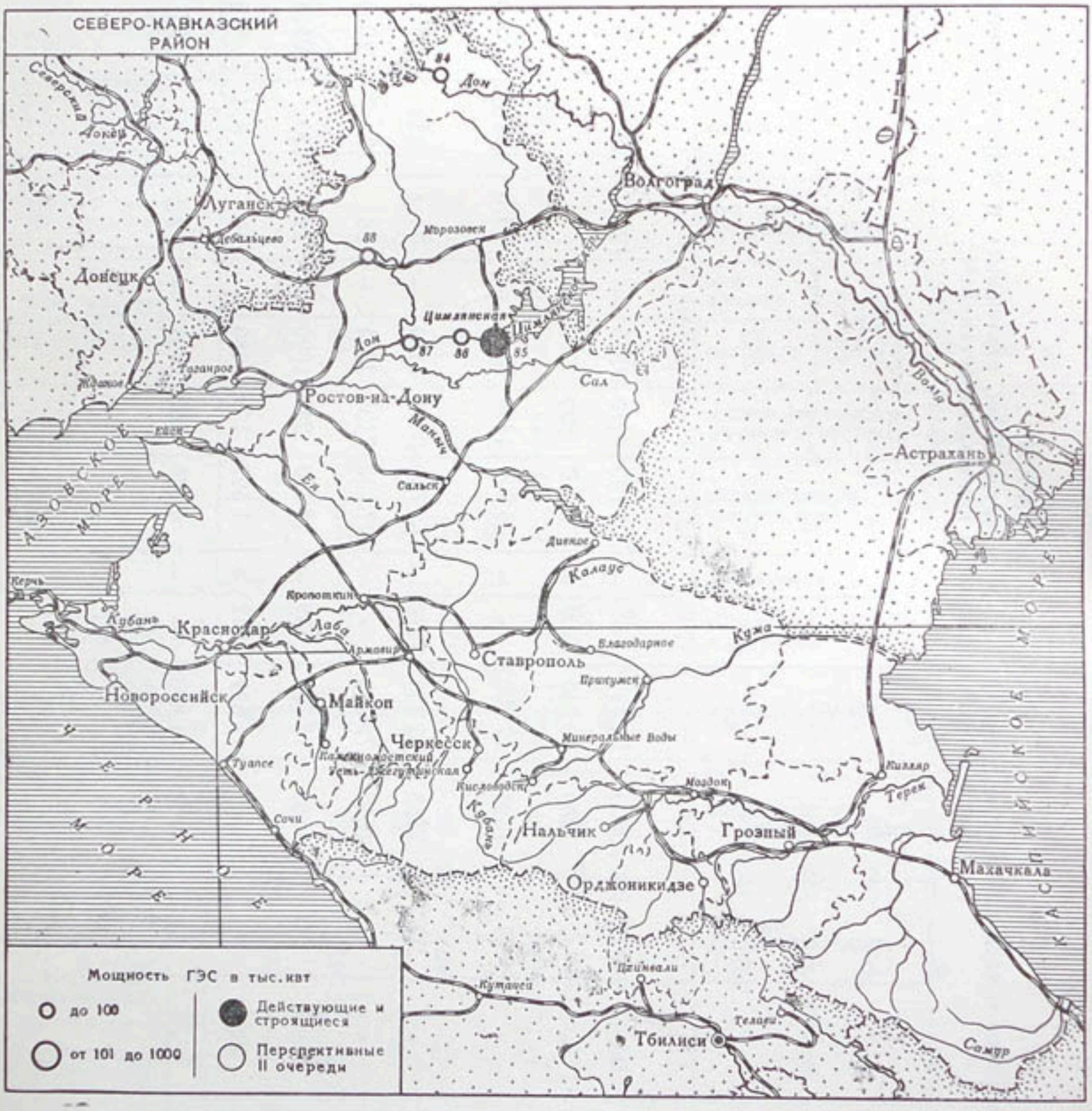


Таблица А

СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1.I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
Эксплуатируемые										
6	Краснополянская	Мзымта	28,5	137	5*	29,4**	138	5	1945	1949
54	Свистухинская	Невинномысский канал	12,0	66	3	11,8**	66	3	1940	1948
55	Сенгилеевская	То же	15	106	3	15	106	3	1949	1953
56	Егорлыкская	Егорлык	30	112	2	32**	112	2	1956	1962
74	Майкопская	Белая	9,4	52	4	9,4	52	4	1945	1950
78	Белореченская	»	48	264	3	48	264	3	1950	1954
85	Цимлянская	Дон	165,5	660 / 463***	5****	165,5	660	5	1948	1952
90	Эзминская	Терек	45	244	3	45	244	3	1949	1954
92	Орджоникидзевская	»	8,6	44	3	8,6	44	3	1945	1948
121	Гизельдонская	Гизельдон	23,1	60	5*****	23,1	60	5	1927	1934
142	Баксанская	Баксан	25,0	137	3	24,1**	137	3	1930	1936****** 1943
150	Чир-Юртская № 1	Сулак	70	386	2	72**	386	2	1954	1961
151	Чир-Юртская № 2	»	9,4	42,7	1	9,4	42,7	1	1963	1964
161	Гергебильская	Кара-Койсу	7,9	30	6	7,8**	30	6	1931	1937
	Итого (с округлением)		497	2341 / 2144		501	2341			
Строящиеся										
50	Куршавская № 1	Кубань-Калаусский канал	38	245	2				1961	
51	Куршавская № 2	То же	180	585	4				1961	
148	Чиркейская	Сулак	1000	2535	4				1963	
	Итого (с округлением)		1218	3365						

* В том числе: один агрегат — 0,5 тыс. *квт*.
** Фактическая мощность на 1.I.1966 г.
*** 463 — проектная выработка при полном развитии ирригации.
**** В том числе: один агрегат 5,5 тыс. *квт*.
***** В том числе: два агрегата по 0,3 тыс. *квт*.
****** В знаменателе — после восстановления.

Таблица Б

СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на одну установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Бешская	Псоу	Д	5	5	330	—	—	12	2	60					Эн.	П. с. 1935 г.
2	Арквасская	»	Д	10	13	177	—	—	16	3	80					Эн.	П. с. 1935 г.
3	Псоусская	»	Д	13	13	175	—	—	19	4	95					Эн.	П. с. 1935 г.
4	Пслухская	Мзымта	Д	17	8	473	—	Сут.	26	6,2	155					Эн.	П. с. 1938 г.
5	Верхне-Краснополянская	»	Д	27	35	120	89 / 10,4	Сез.	30	12	169					Эн.	ТЭД 1949 г.
6	Краснополянская	»	Д	30	32	105	—	Сут.	28,5	6,5	137					Эн.	Э
7	Нижне-Краснополянская	»	Д	29	25	109	—	Сут.	24	4,6	128					Эн.	ТЭД 1949 г.
8	Ахцинская	»	П	43	45	51	—	Сут.	21	5	114					Эн.	ТЭД 1949 г.
9	Ахштырская	»	С	44	60	58	38 / 2,7	Сез.	26		146					Эн.	ТЭД 1949 г.
10	Сочинская	Сочи	П	17	36	45	20 / 4	Сез.	12	2,5	45					Эн.	Т. п. 1937 г.
11	Ажурская	Шахе	Д	7	7	320	—	—	15	2,5	75					Эн.	П. с. 1935 г.
12	Бзычская	»	Д	12	14	102	—	—	10	2	51					Эн.	П. с. 1935 г.
13	Тухаульская	»	С	24	30	105	54 / 7	Сез.	25	12	125					Эн.	П. с. 1938 г.
14	Кичмайская	»	Д	25	28	75	—	—	13	3	65					Эн.	П. с. 1935 г.
15	Туапсинская № 1	Туапсинка	Д	*	40	158	—	—	50	29	249					Эн.	П. с. 1949 г.
16	Туапсинская № 2	»	Д	*	40	65	—	—	21	12	102					Эн.	П. с. 1949 г.
17	ГЭС № 1	Кубань	П		15	316	—	Сут.	40		120					Эн.	С. н. 1960 г.
18	ГЭС № 2	»	Д		15	375	—	Сут.	45		76					Эм.	С. н. 1960 г.

19	ГЭС № 3	»	П	15,3	31,2	169	66/14	Сез.	34,5		148						Эн.	С. и. 1960 г.
20	ГЭС № 4	»	Д	27,3	51,4	126	—	Сут.	48		180						Эн.	С. и. 1960 г.
21	ГЭС № 5	»	Д		12,5	188	—	Сут.	20		45						Эн.	С. и. 1960 г.
22	ГЭС № 6	»	Д	29,7	60,4	110	—	—	44		110						Эн.	С. и. 1960 г.
23	ГЭС № 7	»	Д	41	69,6	90	—	—	44		180						Эн.	С. и. 1960 г.
24	ГЭС № 8	»	Д	41,3	69,6	78	—	—	30		160						Эн.	С. и. 1960 г.
25	ГЭС № 9	»	Д	42,8	90	72	—	—	43		300						Эн.	С. и. 1960 г.
26	ГЭС № 10	»	Д	75,8	90	108	—	—	66		430						Эн.	С. и. 1960 г.
27	ГЭС № 11	»	Д		358	92	—	—	250		640						Эн.	С. и. 1960 г.
28	ГЭС № 1	Учкулан	П		12,5	468			45		66						Эн.	С. и. 1960 г.
29	ГЭС № 2	»	П		12,8	143			15		65						Эн.	С. и. 1960 г.
30	ГЭС № 3	»	П	12	18	221	72/19	Сез.	26		141						Эн.	С. и. 1960 г.
31	ГЭС № 1	Теберда	Д		34,3	90			27		99						Эн.	С. и. 1960 г.
32	ГЭС № 2	»	Д		52	114			51		180						Эн.	С. и. 1960 г.
33	ГЭС № 3	»	П	31,9	65	258	180/18	Сез.	121,5		470						Эн.	С. и. 1960 г.
34	ГЭС № 1	Клухор	П		12,5	474			48		108						Эн.	С. и. 1960 г.
35	ГЭС № 1	Амануаз	П		16,3	214			30		127						Эн.	С. и. 1960 г.
36	ГЭС № 1	Аксаут	П		12,5	212			22		62						Эн.	С. и. 1960 г.
37	ГЭС № 2	»	П		6,5	556			30		72						Эн.	С. и. 1960 г.
38	ГЭС № 3	»	С	10,2	15,3	210	60/19	Сез.	25	8,8	125						Эн.	С. и. 1960 г.
39	ГЭС № 4	»	П	13,1	26	200	—	—	40		120						Эн.	С. и. 1960 г.
40	ГЭС № 5	»	Д	14,9	26	50	—	—	10		30						Эн.	С. и. 1960 г.
41	ГЭС № 6	»	Д	14,9	26	151	—	—	30		95						Эн.	С. и. 1960 г.
42	ГЭС № 1	Маруха	Д		12,5	434			45		67						Эн.	С. и. 1960 г.
43	ГЭС № 1	Большой Зеленчук	Д		20	72			12		32						Эн.	С. и. 1960 г.
44	ГЭС № 2	То же	Д		12,5	164			17		48						Эн.	С. и. 1960 г.
45	ГЭС № 3	» »	Д		40	66			22		46						Эн.	С. и. 1960 г.
46	ГЭС № 4	» »	Д	22	30	175	—	—	40		140						Эн.	С. и. 1960 г.
47	ГЭС № 5	» »	П	10,2	20	210	60/20	Сез.	25	8,6	125						Эн.	С. и. 1960 г.

* ГЭС работает на стоке р. Пшиш, перебрасываемом в р. Туапсинку.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
48	ГЭС № 6	Большой Зеленчук	С	23,8	42	270	150 / 20	Сез.	75	28,5	372	175,9*1				Эн.	С. и. 1960 г.*
49	ГЭС № 1	На переброс-ном канале стока р. Б. Зеленчук в р. Кубань	Д	54	150	248	—	Сут.	300	37,8	793						
50	Куршавская № 1 . .	Кубань-Калаусский оросительный канал	Д		70	50	500	Сез.	38*2 / 70	17,2	245*2 / 391	91,4				Эн. ир.	С*4
51	Куршавская № 2 . .	То же	Д		180	120	—	—	180*2 / 360	41,6	585*2 / 955						
52–53	Барсучковские № 1 № 2	Барсучковский оросительный канал (Кубань)	Д		90	120	—	—	166	20,5*3 / 36,0	440*3 / 580					Эн. ир.	С. и. 1960 г.*4
54	Свистухинская . . .	Невинномысский канал (Кубань)	Д	73	60	20	—	Сут.	12	2,4	66					Эн. ир.	Э
55	Сенгилеевская . . .	То же	Д	73	44	45	—	Сут.	15	4,8	106					Эн. ир.	Э
56	Егорлыкская	Большой Егорлык	П	54,3	126	28	—	Сут.	30	6,7	112		303	9,1	0,27	Эн. ир.	Э

57	ГЭС № 1	Большая Лаба	Д	26,6	43	245	$\frac{100}{12}$	Сез.	70	19,8	340						Эн.	С. и. 1961 г.
58	ГЭС № 2	То же	Д	34,5	70	90	—	—	40		136						Эн.	С. и. 1961 г.
59	ГЭС № 3	На переброс-ном канале Б. Лаба — М. Лаба	Д	40,3	118	195	—	—	180	21,2	405						Эн.	С. и. 1961 г.
60	ГЭС № 4	Малая Лаба	Д	16,5	50	166	$\frac{100}{19}$	Сез.	55		144						Эн.	С. и. 1961 г.
61	ГЭС № 5	То же	Д	34,1	90	204	$\frac{120}{11}$	Сез.	115		345						Эн.	С. и. 1961 г.
62	ГЭС № 6	» »	Д	36,3	90	80	—	—	55		154						Эн.	С. и. 1961 г.
63	ГЭС № 1	Малая и Большая Лаба	Д		125	40	—	—	40		159						Эн.	С. и. 1961 г.
64	ГЭС № 2	То же	Д		125	40	—	—	40		159						Эн.	С. и. 1961 г.
65	ГЭС № 3	» »	Д		200	70	—	—	110		279						Эн.	С. и. 1961 г.
66	ГЭС № 4	» »	Д		125	30	—	—	30		117						Эн.	С. и. 1961 г.
67	ГЭС № 5	» »	Д		200	95	—	—	150		375						Эн.	С. и. 1961 г.
68	Уруштенская	Уруштен	Д	9	28	429	—	—	82	4	252						Эн.	П. с. 1938 г
69	Хамышкинская . . .	Белая	С	41	100	110	$\frac{180}{14}$	Сез.	60		331						Эн.	С. и. 1961 г.
70	Даховская	»	С	50	235	127	$\frac{290}{18,5}$	Сез.	200	27,3	375						Эн.	С. и. 1961 г.
71	Нижне-Абадзехская	»	Д	54	70	39	—	—	22		125,2*5						Эн.	С. и. 1961 г.
72	Верхне-Тульская . .	»	Д	54	80	35	—	—	21		112*5						Эн.	С. и. 1961 г
73	Нижне-Тульская . .	»	Д	54	80	53	—	—	29		171*5						Эн.	С. и. 1961 г.
74	Майкопская	»	С	56	60	21	—	—	9,4	$\frac{5,7*5}{9,8}$	$\frac{52*5}{72}$						Эн.	Э
75	Нижне-Майкопская	»	С	72	90	21,5	—	—	15,4	6,1	98						Эн.	С. и. 1961 г.
76	Ханско-Пшехская . .	»	Д	61	100	30	—	—	20	2	110						Эн.	С. и. 1961 г.
77	Пшехская	»	Д	61	125	37	—	—	23	2,2	115						Эн.	С. и. 1961 г.

*1 С учетом расширения Куршавских ГЭС.
*2 В знаменателе — после ввода в эксплуатацию ГЭС № 3 на р. Аксаут, № 5 на р. Большой Зеленчук и № 1 на переброснэм канале стока р. Б. Зеленчук в р. Кубань.
*3 В знаменателе — выработка после переброски стока р. Б. Зеленчук в р. Кубань.
*4 С учетом уточнения на начало 1966 г.
*5 С учетом регулирования стока водохранилищем Даховской ГЭС.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
78	Белореченская . . .	Белая	Д	116	127	60,5	—	Сут.	48	8,6*1 / 17,6	264*1 / 290					Эн.	Э
79	Верхне-Кишинская	Киша	Д	6,8	20	80	—	—	11	1,7*2	54*2					Эн.	П. с. 1938 г.
80	Нижне-Кишинская	»	Д	13	32	160	—	—	36	4,9*2	174*2					Эн.	П. с. 1938 г.
81	Верхне-Пшехская . .	Пшеха	П	18,4	60	63	192 / 33	Сез. и сут.	30	12	80					Эн.	П. с. 1949 г.
82	Волчьеворотская . .	»	П	20	33	53	113 / 18	Сез. и сут.	14	4	72					Эн.	П. с. 1945 г.
83	Пшиская	Пшиш	С	5,9	45	30	—	—	11	5,5	46					Эн.	П. с. 1949 г.
84	Казанская[1]	Дон	П	315	450	8	—	Сут.	20		107					Эн. тр.	ТЭД 1949 г.
85	Цимлянская	»	П	666	268	26,6	10 850 / 47	Мн.	165,5	14	660*3 / 463					Эн. тр. ир.	Э
86	Константиновская . .	»	П			6	—	—	35		150					Эн. тр.	П. с. 1950 г.
87	Мелеховская	»	П	870		6	—	—	12		50					Эн. тр.	П. с. 1950 г.
88	Белокалитвенская . .	Сев. Донец	П	151	480	14	510 / 11	Сез.	54	3,3	105					Эн. тр.	П. з. 1940 г.
89	Дарьяльская[2]	Терек	С	26,2	37,5	673	317 / 43	Сез.	210	166	1300	79,1				Эн.	Т. п.*4 1957 г.
90	Эзминская	»	Д	28	33,3	169	—	Сут.	45	10	244					Эн.	Э
91	Джараховская . . .	»	Д	35	40	200	—	Сут.	60		387					Эн.	ТЭД 1958 г.
92	Орджоникидзевская	»	Д	37	40	27	—	—	8,6	2	44					Эн.	Э
93	Далаковская	»	Д	37	40	69	—	—	18	6	108					Эн.	П. с. 1936 г.
94	Карджинская*5 . . .	»	Д	37	40	66	—	—	20	5,7	111					Эн.	П. с. 1936 г.
95	Эльхотовская . . .	»	П	115	240	56	1 680 / 46	Сез.	100	57	394					Эн.	П. с. 1936 г.
96	Курпская № 1*6 . .	»	Д	115	175	29,3	—	Сут.	40	10,8	214					Эн.	П. с. 1936 г.

97	Курпская № 2*5 . .	»	П	115	175	29,3	—	Сут.	40	10,8	214				Эн.	П. с. 1936 г.
98	Курпская № 3*5 . .	»	П	115	175	29,3	—	Сут.	40	10,8	214				Эн.	П. с. 1936 г.
99	Курпская № 4*5 . .	»	П	115	175	29,3	—	Сут.	40	10,8	213				Эн.	П. с. 1936 г.
100	Курпская № 5*5 . .	»	П	115	175	29,3	—	Сут.	40	10,4	213				Эн.	П. с. 1936 г.
101	Курпская № 6*5 . .	»	С	115	175	29,3	—	Сут.	40	10,4	213				Эн.	П. с. 1936 г.
102	Сунженская	Аргун	Д	47	54	65	—	—	26	6,5	150				Эн.	П. с. 1935 г.
103	Цилахойская	Чанты-Аргун	Д	25	30	270	—	—	56	13	310				Эн.	П. с. 1935 г.
104	Ушкалойская . . .	То же	Д	30	17	126	—	—	33	7,7	180				Эн.	П. с. 1935 г.
105	Шатойская	» »	Д	30	40	115	—	—	30	7	165				Эн.	П. с. 1935 г.
106	Келойская	Шаро-Аргун	Д	8	16	179	—	—	21	3,9	105				Эн.	П. с. 1935 г.
107	Дайская	»	Д	10	19	97	—	—	13	2,5	65				Эн.	П. с. 1935 г.
108	Сонойская	»	Д	13	20	245	—	—	36	6,7	180				Эн.	П. с. 1935 г.
109	Буказейская	»	Д	15	24	101	—	—	18	3,4	90				Эн.	П. с. 1935 г.
110	Ершинская	Асса	Д	13	19	187	—	—	24	5,1	120				Эн.	П. с. 1935 г.
111	Тамиевская	»	Д	14	21	289	—	—	40	8,2	200				Эн.	П. с. 1935 г.
112	Нестеровская	»	Д	16	22	170	—	—	25	6,3	125				Эн.	П. с. 1935 г.
113	Заромагская *7 . . .	Ардон	П	16	41	140	435/86	Мн. и сут.	34	4,2	112				Эн.	П. с. 1934 г.
114	Кассарская 5*	»	Д	16	41	450	—	—	136	14	468				Эн.	П. с. 1938 г.
115	Ардонская	»	Д	22	11	195	—	Сут.	16	5,5	103				Эн.	Т. п. 1939 г.
116	Унальская	»	Д	23	43	147	—	—	42	5,2	207				Эн.	П. с. 1935 г.
117	Тамисская	»	Д	28	44	160	—	—	45	5,8	260				Эн.	П. с. 1935 г.
118	Алагирская 5* . . .	»	Д	28	44	75	—	—	24	3,7	125				Эн.	П. с. 1935 г.
119	Нижне-Ардонская *5	»	Д	28	34	90	—	—	23	4	115				Эн.	П. с. 1935 г.
120	Эльхотовская . . .	»	Д	28	34	215	—	—	50	10	250				Эн.	П. с. 1935 г.
121	Гизельдонская . . .	Гизельдон	Д	3	11	312	—	Сут.	23,1	1,6	60				Эн.	Э
122	Кубусская	Урух	Д	3,5	3,3	575	—	—	14	2,3	70				Эн.	П. с. 1935 г.
123	Дзингская	»	Д	13	11	124	—	—	10	1,6	50				Эн.	П. с. 1935 г.
124	Мацутская	»	Д	15	17	98	—	—	12	1,9	60				Эн.	П. с. 1935 г.
125	Дигорская	»	Д	23	24	155	—	—	25	4,4	125				Эн.	П. с. 1935 г.

[1] Начало списка станций Донского каскада см. в таблицах Центрального и Поволжского районов.

[2] Начало списка станций Терского каскада см. в таблицах Грузинской ССР.

*1 С учетом регулирования стока водохранилищем Даховской ГЭС.

*2 С учетом стока р. Уруштен, перебрасываемого через Уруштенскую ГЭС.

*3 463 — проектная выработка при полном развитии ирригации; при современном развитии ирригации выработка составляет около 660 млн. *квт·ч*.

*4 С учетом уточнения на начало 1966 г.

*5 Станция забирает воду из отводящего канала лежащей выше ГЭС.

*6 Станция забирает воду из р. Терек и сбрасывает в р. Курп.

*7 После сооружения Заромагской гидроэлектростанции обеспеченная мощность лежащих ниже гидроэлектростанций на этой реке повысится с 48,2 до 106 тыс. *квт*.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
126	Ахсарисарская . . .	Урух	Д	24	27	53	—	—	10	1,7	50					Эн.	П. с. 1935 г.
127	Чегетская	Псыган-Су	Д	2	1,5	1077	—	—	11	2,4	55					Эн.	П. с. 1935 г.
128	Кашкатаусская . . .	Черек	Д	41	35	75	—	—	18	4,7	90					Эн.	П. с. 1935 г.
129	Кудахуртская . . .	»	Д	41	35	69	—	—	17	4,3	85					Эн.	П. с. 1935 г.
130	Чегетская	Черек Балкарский	Д	19	15	415	—	—	40	10,5	200					Эн.	П. с. 1935 г.
131	Зилгинская [1]	То же	Д	22	16	234	—	—	28	6,4	140					Эн.	П. с. 1935 г.
132	Тамахлинская . . .	» »	Д	26	24	93	—	—	15	3,4	75					Эн.	П. с. 1935 г.
133	Безенгийская . . .	Черек Безенгийский	Д	9	9	226	—	—	15	3,5	75					Эн.	П. с. 1935 г.
134	Жуламская	То же	Д	9	9	273	—	—	18	4,1	90					Эн.	П. с. 1935 г.
135	Усть-Безенгийская .	» »	Д	14	13	105	—	—	12	2,3	60					Эн.	П. с. 1935 г.
136	Верхне-Чегемская . .	Чегем	Д	8	7,3	205	—	—	12	2,4	60					Эн.	П. с. 1935 г.
137	Чегемская	»	Д	10	10,5	275	—	—	20	4,4	100					Эн.	П. с. 1935 г.
138	Верхне-Баксанская	Баксан	Д	17	21	309	—	—	46	11	230					Эн.	П. с. 1935 г.
139	Лашкутинская . . .	»	Д	24	29	283	—	—	60	14,5	300					Эн.	П. с. 1935 г.
140	Былымская	»	Д	26	25	116	—	—	22,8	4,6	122					Эн.	П. с. 1935 г.
141	Заюковская	»	П	33	63	61	138 / 13	Сез.	31	7,4*[1]	126*[1]					Эн.	ТЭД 1947 г.
142	Баксанская	»	Д	34	35	91	—	Сут.	25	5,7	137					Эн.	ТЭД 1947 г.
143	Баксанская № 2 . .	»	Д	34	35	63	—	—	17	4,4	96					Эн.	Э
144	Лахранская	Малка	С	10	18	184	80 / 25	Сез.	25	11*[2]	125*[2]					Эн.	ТЭД 1947 г.
145	Хабасская	»	Д	10	17	95	—	—	12	2,9	66					Эн.	П. с. 1935 г.
146	Нижне-Малкинская	»	Д	15	21	88	—	—	13	3,4	70					Эн.	П. с. 1935 г.
147	Кубинская	»	Д	15	21	63	—	—	10	2,4	50					Эн.	П. с. 1935 г.

148	Чиркейская	Сулак	П	176	600	201	$\frac{1245}{22}$	Сез.	1000	255	2535	193,5				Эн.	С*4
149	Миатлинская	»	П	178	290	53	—	Сут.	220	55	650	38				Эн.	С. и.*4
150	Чир-Юртская № 1	»	Д	175	193	42,5	—	Сут.	70	17,3	386	17	222	4,1	0,10	Эн.	Э
151	Чир-Юртская № 2	»	Д		155	9,2	—	—	9,4	0,5	42,7*3		208	3,6	0,19	Эн. ир.	С
152	Чир-Юртская № 3	»	Д		135	20	—	—	10		104					Эн.	П. с. 1960 г.
153	Колебская	Аварское Койсу	Д	46	60	181	—	—	90		450					Эн.	П. с. 1960 г.
154	Кахибская	То же	Д	46	70	152	—	—	90		430					Эн.	П. с. 1960 г.
155	Голотльская	» »	П	47	73	180	—	—	110		520					Эн.	П. с. 1960 г.
156	Карадахская	» »	П	50	80	108	—	—	70		340					Эн.	П. с. 1960 г.
157	Ирганайская	» »	Д	96	200	245	—	—	500	160	1610	198				Эн.	П. с. 1960 г.*
158	Мугурукская	Кара-Койсу	Д	9	10	206	—	—	18		90					Эн.	П. с. 1960 г.
159	Гунибская	»	Д	13	18	250	—	—	40		180					Эн.	П. с. 1960 г.
160	Красная	»	Д	17	20	155	—	—	25		130					Эн.	П. с. 1960 г.
161	Гергебильская . . .	»	П	20	20,7	47	—	Сут.	7,9	1,2	30					Эн.	Э
162	Цудахарская	Казикумухское Койсу	Д	7	12	315	—	—	30		150					Эн.	П. с. 1960 г.
163	Тали-Кепурская . .	То же	Д	11	16	220	—	—	30		150					Эн.	П. с. 1960 г.
164	Цумадинская[2] . . .	Андийское Койсу	Д	47	57	360	—	—	170		870					Эн.	П. с. 1960 г.
165	Ботлихская	То же	П	60	63	77	$\frac{73}{4}$	Сез.	40		190					Эн.	П. с. 1960 г.
166	Ортаколинская . . .	» »	П	66	63	65	$\frac{128}{6}$	Сез.	36		170					Эн.	П. с. 1960 г.

[1] Станция забирает воду из отводящего канала лежащей выше ГЭС.
[2] В случае отъема части стока Андийского и Аварского Койсу на южный склон водноэнергетические показатели ГЭС на этих реках и на р. Сулак претерпят значительные изменения.
*1 После сооружения Заюковской ГЭС повысится обеспеченная мощность лежащих ниже ГЭС на этой реке на 4,7 тыс. *квт*, а выработка — на 31 млн. *квт·ч*.
*2 После зарегулирования стока в водохранилище Лахранской ГЭС обеспеченная мощность лежащих ниже ГЭС на этой реке повысится с 13,3 до 30,6 тыс. *квт*.
*3 С учетом уменьшения выработки на Чир-Юртской ГЭС № 1 на 8 млн. *квт·ч*.
*4 С учетом уточнения на начало 1966 г.

Окончание

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанций	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
167	Сагринская	Андийское Койсу	П	70	150	162	480 / 22	Сез.	200		600					Эн.	П. с. 1960 г.
168	Чиркатинская	То же	П	76	150	87	—	Сут.	110		400					Эн.	П. с. 1960 г.
169	Кусурская	Самур	Д	6	6	350	—	Сут.	19	3,5	110					Эн.	П. с. 1936 г.
170	Цахурская	»	Д	14	14	126	—	Сут.	15	2,7	86					Эн.	П. с. 1936 г.
171	Лучекская	»	Д	23	23	100	—	Сут.	18	3,4	108					Эн.	П. с. 1936 г.
172	Рутульская	»	П	33	36	74	84 / 8	Сез. и сут.	21	10	134					Эн.	П. с. 1936 г.
173	Кюлютская	»	Д	34	35	98	—	Сут.	27	5,7	162					Эн.	П. с. 1936 г.
174	Хрюкская	»	Д	37	37	65	—	Сут.	19	4	115					Эн.	П. с. 1936 г.
175	Ахтыская	»	Д	39	40	79	—	Сут.	25	5,2	151					Эн.	П. с. 1936 г.
176	Мискинджасская . .	»	Д	55	53	64	—	Сут.	27	6,9	165					Эн.	П. с. 1936 г.
177	Усухская	»	Д	57	60	146	—	Сут.	70	15	425					Эн.	П. с. 1936 г.
178	Чахчахская	»	Д	57	60	74	—	—	36	7,5	217					Эн.	П. с. 1936 г.
179	Самурская	»	Д	63	65	121	—	—	63	13	370					Эн.	П. с. 1936 г.
180	Ахтычайская № 1 . .	Ахты-Чай	Д	8	8	192	—	—	12	4,2	80					Эн.	П. с. 1936 г.
181	Ахтычайская № 2 . .	»	Д	13	13	148	—	—	16	5,3	102					Эн.	П. с. 1936 г.
182	Ахтычайская № 3 . .	»	Д	13	13	144	—	—	15	5,2	100					Эн.	П. с. 1936 г.

Таблица В

СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски в фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			Число переселяемых дворов, тыс.	Затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
6	Краснополянская	Мзымта	Д	28,5	705	20	—	293	58	74	—	3,7						Т. п. 1946 г.
10	Сочинская	Сочи	П	12	230	60	33	780	10	43	11	2,1						Т. п. 1937 г.
50	Куршавская № 1	Кубань-Калаусский оросительный канал	Д	40	16 900	—	—	9 800	600	171	—	3,4	4,2	4	0,1			П. з. 1957 г.
51	Куршавская № 2	То же	Д	180														
54	Свистухинская	Невинномысский канал	Д	12	1 249	—	—	108	—	29	—	0,7						Т. п. 1945 г.
55	Сенгилеевская . .	То же	Д	15	1 180	—	—	476	25	33	—	2,5						Т. п. 1949 г.
56	Егорлыкская . .	Большой Егорлык	П	30	1 148	—	—	2 024	16	66	—		0,99	0,88				Т. п. 1957 г.
74	Майкопская . . .	Белая	С	9,4	371	121	—	278	79	77	—	1,4	0,06					Т. п. 1949 г.
78	Белореченская . .	»	Д	48	3 112	—	—	1 234	18	58	—	1,6	1,8	0,6	1,2			Т. п. 1950 г.
85	Цимлянская . . .	Дон	П	165,5	18 150	—	—	41 550	1600	1780	—	11,3						Т. п. 1951 г.
88	Белокалитвенская	Сев. Донец	П	54	1 220	565	—	615	87	388	—	3,2						П. з. 1940 г.
89	Дарьяльская . .	Терек	Д	210	3 777	1670	450	6 160	110	300	—	6,3	1,58	0,92	0,2	1,17	14,2	Т. п. 1957 г.
90	Эзминская	»	Д	45	645	17	134	—	—	124	—	1,3						Т. п. 1954 г.
92	Орджоникидзевская	»	Д	8,6	368	—	—	128	21	31	—	0,3						Т. п. 1944 г.
115	Ардонская	Ардон	Д	16	168	16	59	63	15	45	24	0,7						Т. п. 1939 г.
121	Гизельдонская . .	Гизельдон	Д	23,1	166	—	35	103	20	22	19,5	0,7						
142	Баксанская . . .	Баксан	Д	25	1 577	—	108	325	28	70	75	0,5						Т. п. 1937 г.
148	Чиркейская . . .	Сулак	П	1000	—	1076	286	327	10	800	—	10	3,8	0,28		0,64	2,5	П. з. 1960 г.
150	Чир-Юртская № 1	»	Д	70	1 315	548	—	1 851	97	210	—	3,1	1,17	0,71			0,12	Т. п. 1956 г.
151	Чир-Юртская № 2	»	Д	9,4	715	—	—	546	22	30	—	0,85						П. з. 1958 г.

VII. УРАЛЬСКИЙ РАЙОН

Курганская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская и Челябинская области, Удмуртская АССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	84 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	56 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	40 млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	4,5 млрд. *квт·ч*
Строящихся	—

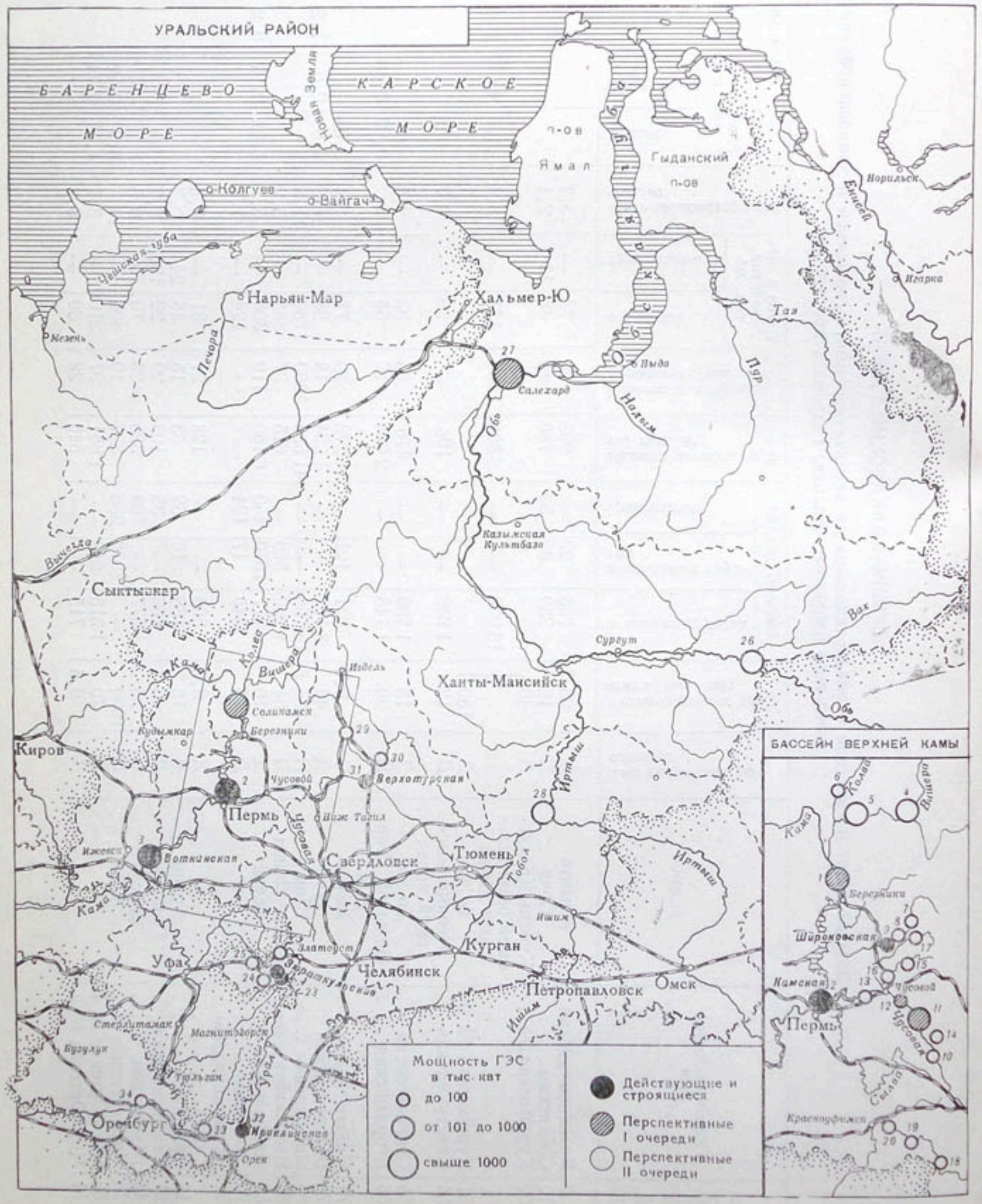


Таблица А

УРАЛЬСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
2	Камская	Кама	504	1900	24	504	1900	24	1939	1954
3	Воткинская . . .	»	1000	2388	10	1000	2388	2	1954	1961
9	Широковская . .	Косьва	28	130	2	28	130	2	1944	1947
22—23	Зюраткульские	Большая Сатка	5,6	22	4	5,3	22	4	1943	1950
31	Верхотурская . .	Тура	7,6	33	3	7	33	3	1943	1949
32	Ириклинская . .	Урал	30	70	4	30	70	4	1941	1958
	Итого (с округлением)		1575	4543		1574	4543			

УРАЛЬСКИЙ РАЙОН

Таблица Б

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ № по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$ коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Верхне-Камская . . .	Кама	П	880	815	20	11 400 / 41	Мн.	700	59* / 176	960* / 2170	228,5	218	7,1	0,24	Эн. тр.	Схема переброски Северных рек 1960 г.
2	Камская	»	П	1613	4400	21	9 100 / 18	Сез.	504	85	1900* / 3130		332	8,8	0,23	Эн. тр.	Э
3	Воткинская[1]	»	П	1710	7000	22,5	3 700 / 5,4	Сез.	1000	183	2388* / 3738	226,5	164	6,9	0,13	Эн. тр.	Э
4	Усть-Улсская	Вишера	П			65			220		550		355			Эн.	П. с. 1961 г.
5	Красновишерская . .	»	П			75			450		900		134			Эн.	П. с. 1961 г.
6	Бобыкамская	Колва	П	127	500	32	—	—	80		250					Эн. тр.	П. с. 1940 г.
7	Верхне-Косьвинская	Косьва	П	63	95	52	400 / 24	Сез.	40		150					Эн.	С. п. 1942 г.
8	Нярская	»	П	65	110	34	100 / 6	Сез.	30	7,9	105					Эн.	С. п. 1942 г.
9	Широковская	»	П	72	118	34	315 / 14	Сез.	28	6,5	130					Эн.	Э
10	Каменская	Чусовая	П			19	97	Сут.	12,5	3,6	47					Эн. вод.	ТЭД 1959 г.

Продолжение

№№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на один $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
11	Понышская	Чусовая	П	128	140	82	4000 / 100	Мн.	820	65	916					Эн. вод.	П. с. 1960 г.
12	Вашкурская	»	П			12	13	—	20	8,5	82					Эн. вод.	ТЭД 1959 г.
13	Нижне-Чусовская . .	»	П				300		50	14,4	153					Эн. вод.	ТЭД 1959 г.
14	Серебрянская	Серебрянка	С	9,2	25	55	39 / 13	Сез.	10	1,7	31					Эн.	П. з. 1943 г.
15	Ермачихинская . . .	Вильва	П	21	49	35	240 / 36	Мн.	13	3,2	44					Эн.	П. с. 1942 г.
16	Вильвенская	То же	П	42	70	27	228 / 17	Сез.	15	3,7	55					Эн.	ТЭД 1943 г.
17	Вилухинская	Усьва	П	27	46	32	140 / 17	Сез.	11	2,5	45					Эн.	П. з. 1943 г.
18	Арасланов ская . . .	Уфа	П	39	80	30	500 / 49	Мн.	16	6,3	79					Эн.	ТЭД 1946 г.
19	Артинская	»	П	65	128	23	385 / 19	Сез.	20	8,6**	110**					Эн.	ТЭД 1946 г.
20	Черногорская	»	П	78	117	23	850 / 35	Мн.	18	11,4**	104**					Эн.	ТЭД 1946 г.
21	Сулеинская	Ай	П	45	88	42	395 / 28	Сез.	24	8**	100**					Эн.	ТЭД 1945 г.
22	Зюраткульская № 1	Большая Сатка	Д	1,9	3,7	108	63 / 103	Мн.	2,8	1,2	11					Эн.	Э
23	Зюраткульская № 2	То же	Д		3,7	109	—	—	2,8	1,2	11					Эн.	Э

[1] Продолжение списка станций Камского каскада см. в таблицах Поволжского района.

* В знаменателе — при осуществлении переброски стока северных рек.

** С учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.

Окончание

№№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на один $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
24	Змеегорская	Юрюзань	П	22	47	45	130 / 19	Сез.	14	2,4	52					Эн.	П. з. 1943 г.
25	Колмакларовская . .	»	П	60	66	24	82 / 6	Сез.	13	3,3*	57*					Эн.	П. с. 1944 г.
26	Вахская[1]	Обь	П	6 060		10	14 800 / 7,8	Сез.	590	346	3 600					Эн. тр.	С. П. 1956—59 гг.
27	Нижне-Обская . . .	»	П	12 830	19 800	29,5	255 300 / 62	Мн.	5000	2430	24 100					Эн. тр.	С. П.* 1959—1960 гг.
28	Тобольская[2]	Иртыш	П	2 310		11	8 800 / 12	Сут.	250	101	1 220					Эн. тр.	С. П. 1956 г.
29	Денежкинская . . .	Сосьва	П	37	56	35	178 / 15	Сез.	14	3,7	68					Эн.	С. П 1943 г.
30	Романовская	»	П	112	190	14	—	Сут.	21	10	95					Эн.	ТЭД 1942 г.
31	Верхотурская	Тура	П	27	68	15	—	Сут.	7,6	1	33					Эн.	Э
32	Ириклинская[3] . . .	Урал	П	70	120	35	2 100 / 95	Мн.	30	5	70	14	465	20	0,38	Эн. вод. бн.	Э
33	Мало-Чураевская . .	Сакмара	П	28	40	42	550 / 62	Мн.	12	4	50					Эн.	ТЭД 1942 г.
34	Оренбургская	»	П	125	148	18	1 034 / 26	Сез.	16	5,9	80					Эн.	П. з. 1943 г.

[1] Начало списка станций Обского каскада см. в таблицах Западно-Сибирского района.
[2] Начало списка гидроэлектростанций Иртышского каскада см. в таблицах Казахстанского и Западно-Сибирского районов.
[3] При водохранилище, предназначенном для водоснабжения Орска.
* С учетом регулирования стока в водохранилищах лежащих выше ГЭС.

УРАЛЬСКИЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по действующим, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. квт.	Выемки, тыс. м³			Насыпи мягкого грунта, тыс. м³	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон		Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		Площадь затопления, тыс. га			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
2	Камская	Кама	П	504	4606	256	—	9200	246	1130	—	28,6	165	71,9	66,5		95,5	Т. п. 1947 г.
3	Воткинская	»	П	1000	13 470	—	—	19 250	752	1200	—	21	92,2	31,1	42,2	9,2	63,7	Т. п. 1956 г.
9	Широковская	Косьва	П	28	120	54	—	173	252	108	—	0,7	4	0,26	3			Т. п. 1944 г
14	Серебрянская . . .	Серебрянка	С	10	180	94	20	535	50	37	9	0,6						П. з. 1943 г.
17	Вилухинская	Усьва	П	11	46	78	27	760	57	23	8	0,1						П. з. 1943 г.
22—23	Зюраткульские № 1 и 2	Большая Сатка	Д	5,6	221	26	—	144	41	5	—	0,2	0,79	0,12	0,67			П. з. 1943 г.
24	Змеегорская	Юрюзань	П	14	238	134	—	1351	107	51	—	0,3						П. з. 1943 г.
27	Нижне-Обская . . .	Обь	П	6100	49 055	—	—	121 326	4304	2823	—							С. п. 1961 г.
31	Верхотурская	Тура	П	7,6	21	12	—	80	12	33	—	0,2	1,33	0,02	1,31			П. з. 1944 г.
32	Ириклинская	Урал	П	30	1057	1700	—	790	1362	240	—	3	26	22,4	1,0	0,86	4,7	Т. п. с уточнением 1952—1958 гг.
34	Оренбурская	Сакмара	П	16	1544	87	—	3177	200	57	—	0,7						П. з. 1943 г.

VIII. ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Кемеровская, Новосибирская, Омская и Томская области, Алтайский край

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	144	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	93	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	46	млрд. *квт·*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	1,8	млрд. *квт·ч*
Строящихся	—	

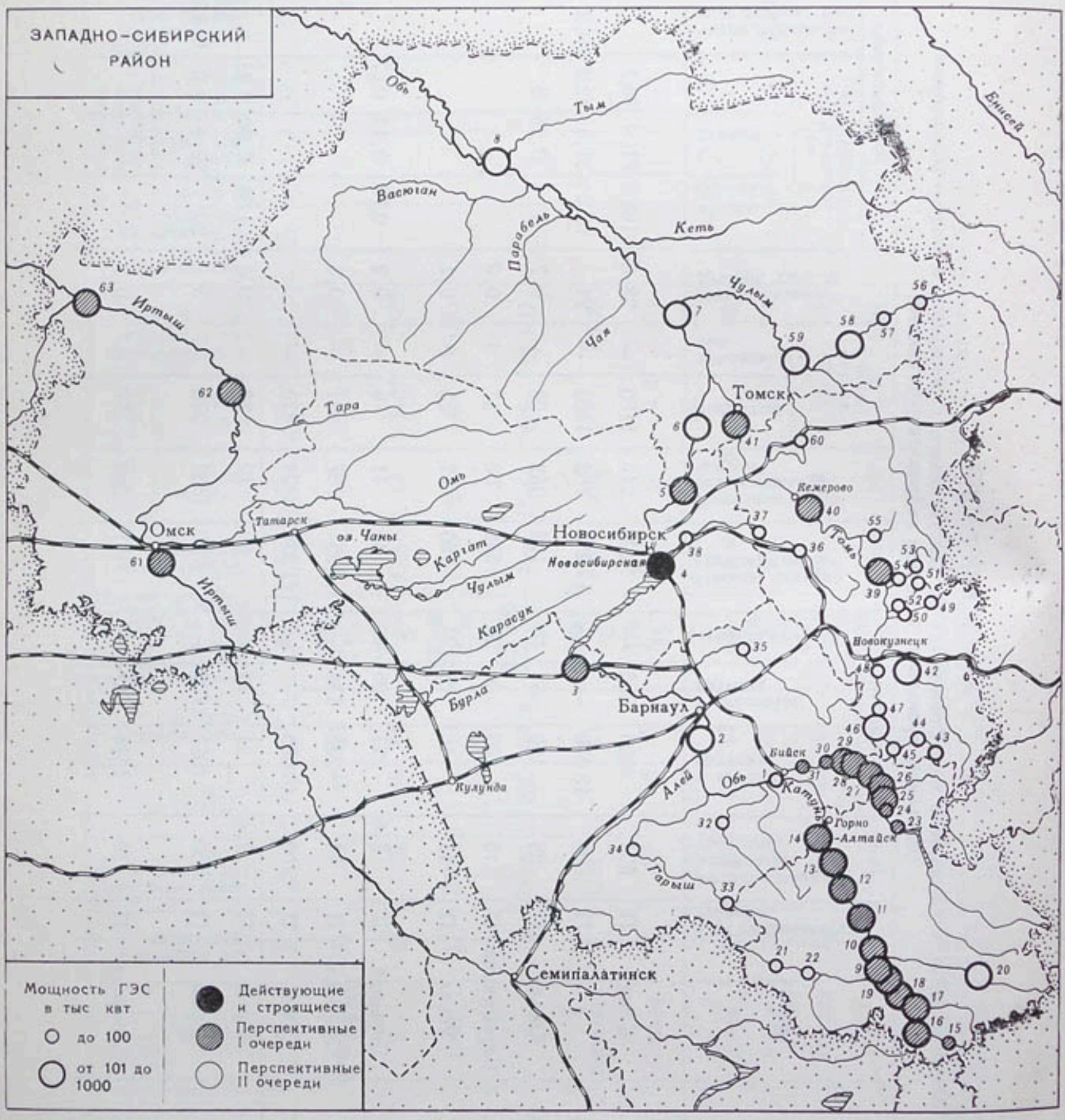


Таблица А

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1.I.1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
4	Новосибирская . .	Обь	400	1760	7	400,4	1760	7	1950	1957

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Верхне-Обская . . .	Обь	П	1180		7	—	—	80	10	380					Эн. тр.	П. с. 1958 г.
2	Володарская	»	П	1320		21	—	—	340	136	1700					Эн. тр.	П. с. 1958 г.
3	Каменская	»	П	1570	4120	26,3	26 700 / 54	Мн.	630	240* / 355	2620* / 2870	110	139	3	0,049	Эн. тр. пр.	П. з. 1955 г.
4	Новосибирская . . .	»	П	1637	3200	19,5	4400 / 8,5	Сез.	400	76	1760	113,5	217	4,9	0,11	Эн. тр.	Э
5	Батуринская	»	П	1800	2700	13	1700 / 3	—	280	119	1340		308,3	6,4		Эн. тр.	С. и. 1956 г.
6	Киреевская	»	П	1800	2800	8	—	—	180	81	870		504	10,4		Эн. тр.	С. и. 1956 г.
7	Чулымская	»	П	3930	4600	16	5000 / 4	Сут.	590	348	3600		667	10,9		Эн. тр.	С. и. 1956 г.
8	Тымская [1]	»	П	5370	6450	13	16 500 / 9,8	Сез.	670	387	4100		630	10,3		Эн. тр.	С. и. 1956 г.
9	Аргутская	Катунь [2]	П	396		150	2820 / 23	Сез.	900	270	4510	133	147	3,0	0,05	Эн.	С. и. 1963 г.
10	Ининская	»	П	441		55	—	—	320	116	1600	33,7	108	2,2	0,04	Эн.	С. и. 1963 г.
11	Урсульская	»	П	484		120	740 / 4,8	Сез.	734	272	3670	75,6	108	2,1	0,04	Эн.	С. и. 1963 г.

* В знаменателе — с учетом увеличения выработки на лежащих ниже ГЭС.
[1] Продолжение списка станций Обского каскада см. в таблицах Уральского района.
[2] В случае переброски части стока в р. Белую (Бухтарма) выработка каскада ГЭС на р. Катуни соответственно уменьшится на 2700 млн. $квт \cdot ч$

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на одну установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
12	Еландинская	Катунь	П	538		140	1480 / 8,8	Сез.	1000	443	5020	102,1	102	2,0	0,04	Эн.	С. и. 1963 г.
13	Чемальская	»	П	542		45	—	—	327	154	1640	41,5	126	2,5	0,04	Эн.	С. и. 1963 г.
14	Усть-Семинская . .	»	П	575			—	—	448	190	2240	53	120	2,4	0,06	Эн.	С. и. 1963 г.
15	Иедыгемская	Аргут	Д		8	380	—	—	26		131					Эн.	П. с. 1935 г.
16	Каирская	»	Д		25	600	—	—	126		630					Эн.	П. с. 1935 г.
17	Карасуйская	»	С	51	133	245	1500 / 95	Мн.	258	125	1290					Эн.	П. с. 1935 г.
18	Кулагашская	»	С	57	170	250	900 / 50	Мн.	330	150	1645					Эн.	П. с. 1935 г.
19	Шавлинская	»	С	110	160	210	250 / 7	Сез.	270	135	1350					Эн.	П. с. 1935 г.
20	Чибитская	Чуя							200	105	1000						П. с. 1962 г.
21	Юстикская	Кок-Са	П	60	100	50	600 / 32	Мн.	38	18	190					Эн.	П. с. 1935 г.
22	Громотухинская . .	»	П	73	114	35	—	—	30	13	150					Эн.	П. с. 1935 г.
23	Артыбашская	Бия [1]	П	226	375	31	3000 / 42	Мн.	82	25	410					Эн.	П. с. 1935 г.
24	Шумилкинская . . .	»	П	240	400	23	—	Сут.	74	27	370					Эн.	П. с. 1935 г.
25	Камболинская . . .	»	С	312	490	40	—	Сут.	140	44	700					Эн.	П. с. 1935 г.
26	Бом-Боданская . . .	»	П	325	510	43	—	Сут.	174	50	870					Эн.	П. с. 1935 г.
27	Иконостасная	»	П	420	655	32	1000 / 8	Сез.	160	29	810					Эн.	П. с. 1935 г.

[1] В разработанной в 1964 г. схеме использования р. Бии предусматривается сооружение каскада из четырех ГЭС установленной мощностью 831 тыс. *квт* и выработкой 4,13 млрд. *квт·ч/год*.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
28	Светлоключинская	Бия	П	430	675	24	—	Сут.	126	27	630					Эн.	П. с. 1935 г.
29	Пильновская	»	С	440	470	48	—	Сут.	160	52	800					Эн.	П. с. 1935 г.
30	Новиковская	»	П	480	650	16	—	Сут.	64	10	350					Эн.	П. с. 1935 г.
31	Бийская	»	П	490	625	12	—	Сут.	56	6,3	320					Эн.	П. с. 1935 г.
32	Николаевская	Ануй	С	30	42	49	200/21	Сез.	16	6	90					Эн.	П. с. 1943 г.
33	Усть-Иньская	Чарыш	П	127	200	35	400/10	Сез.	45	11	250					Эн.	П. с. 1943 г.
34	Озерковская	»	П	164	300	40	1700/35	Мн.	76	26	415					Эн-	П. с. 1943 г.
35	Шаманаевская . . .	Чумыш	П	97	165	19	900/30	Сез.	20	7	105					Эн.	П. с. 1943 г.
36	Березовская	Иня	П	51	132	16	640/40	Сез.	13	2,3	39					Эн.	ТЭД 1942 г.
37	Сарапульская . . .	»	П	60	208	18	250/13	Сез.	26	2,8	57					Эн.	ТЭД 1942 г.
38	Луговская	»	П	62	158	16	110/6	Сез.	18	1,4	41					Эн.	ТЭД 1942 г.
39	Бычьегорловская . .	Томь	П	905	1518	46	5830/205	Сез.	700		2400	64	60	1,9	0,044	Эн. тр.	С. и. 1956 г.
40	Кемеровская	»	П	1037	1780	38,5	3800/11,5	Сез.	550	180	2120		93,5	2,4	0,052	Эн. тр.	С. и. 1956 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, млн. $квт$		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
									установленная	обеспеченная			на один установленный $квт$, руб.	на 1 $квт \cdot ч$, коп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
*41	Томская	Томь	П	1161	2060	34	600 / 1,7	Сут.	560	180	2130	121	113	3	0,06	Эн. тр.	С. и. 1956 г.
42	Мрассинская	Мрассу	П	152	400	64	700 / 1,5	Сез.	150	35	600					Эн.	П. с. 1935 г.
43	Таштагольская . . .	Кондома	П	17	32	56	265 / 30	Мн.	12	4	60					Эн.	ТЭД 1943 г.
44	Городиловская . . .	»	С	45	67	60	370 / 26	Сез.	26	9	133					Эн.	ТЭД 1943 г.
45	Кондомская	»	П	50	56	31	80 / 5	Сез.	11	2	57					Эн.	ТЭД 1943 г.
46	Тельбесская	»	П	74	210	71	1670 / 72	Мн.	114	30	322					Эн.	П. з. 1943 г.
47	Аильская	»	П	120	120	14	—	Сут.	11	1	54					Эн.	ТЭД 1943 г.
48	Шушталепская . . .	»	П	128	150	16	300 / 7	Сез.	15	3,2	79					Эн.	ТЭД 1943 г.
49	Верхне-Терсинская № 1	Верхняя Терсь	Д	23	50	69	300 / 41	Мн.	20	7	100					Эн.	П. с. 1935 г.
50	Верхне-Терсинская № 2	То же	Д	26	60	56	360 / 44	Мн.	20	6	90					Эн.	П. с. 1935 г.
51	Средне-Терсинская № 1	Средняя Терсь	Д	49	100	70	390 / 25	Сез.	40	15	190					Эн.	П. с. 1935 г.

Окончание

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
52	Средне-Терсинская № 2	Средняя Терсь	Д	72	150	59	940 / 41	Мн.	50	20	260					Эн.	П. с. 1935 г.
53	Нижне-Терсинская № 1	Нижняя Терсь	Д	27	60	84	300 / 35	Мн.	30	10	140					Эн.	П. с. 1935 г.
54	Нижне-Терсинская № 2	То же	Д	38	75	44	220 / 18	Сез.	20	8	100					Эн.	П. с. 1935 г.
55	Тайдонская	Тайдон	Д	46	90	76	640 / 44	Мн.	40	15	210					Эн.	П. с. 1935 г.
56	Бобровская [1]	Чулым	П			13			32	20	190						С. и. 1957 г.
57	Тегульдетская . . .	»	П			14			34	22	200						С. и. 1957 г.
58	Асинская	»	П	698	700	27	5000 / 23	Сез.	148	92	900					Эн. тр.	С. и. 1957 г.
59	Усть-Улуюльская . .	»	П	817	820	19	900 / 3,5	Сут.	115	73,7	700					Эн. тр.	С. и. 1957 г.
60	Богословская	Яя	С	35	45	30	460 / 42	Мн.	10	2	44					Эн.	П. с. 1943 г.
61	Омская [2]	Иртыш	П	900	1140	17,4	—	—	300		860	46,4	132	4,6	0,10	Эн. тр.	П. с. 1956—1961 гг.
62	Тарская	»	П	996		15	—	—	190	100	910		693,7	14,5		Эн. тр.	С. и. 1956 г.
63	Ишимская [3]	»	П	1150		10	1000 / 2,8	Сут.	150	70	710		765,9	16,2		Эн. тр.	С. и. 1956 г.

[1] Начало списка станций Чулымского каскада см. в таблицах Восточно-Сибирского района.
[2] Начало списка станций Иртышского каскада см. в таблицах Казахстанского района.
[3] Продолжение списка станций Иртышского каскада см. в таблицах Уральского района.

Таблица В

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные		
1	Каменская	Обь	П	630	3619	1225	—	25 794	437
4	Новосибирская . . .	То же	П	400	6335	516	—	10 797	703
43	Тельбесская	Кондома	П	114	165	131	—	59	67

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
		открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
					общая	с/х угодий	лес			
1	Каменская	947	—	11,2	450	222	118			П. з. 1955 г.
4	Новосибирская . . .	711	—	18,4	0,09	0,03	0,04	68,3		Р. ч. 1953–1957 гг.
43	Тельбесская	680	—	2,2						П. з. 1943 г.

IX. ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Красноярский край, Иркутская и Читинская области, Бурятская и Тувинская АССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	848 млрд·*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	664 млрд·*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	350 млрд·*квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	21,2 млрд·*квт·ч*
Сртоящихся	71,5 млрд·*квт·ч*

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Мощность ГЭС в тыс.квт

- до 100
- от 101 до 1000
- свыше 1000

- Действующие и строящиеся
- Перспективные I очереди
- Перспективные II очереди

КАРСКОЕ МОРЕ

Подкаменная Тунгуска

Нижняя Тунгуска

Ангара

Чулым

Бирюса

Чуна

Усть-Илимская

Братская

Красноярск

Красноярская

Енисей

Хатанга

Хета

Котуй

Оленёк

Лена

Вилюй

Мамаканская

Б. Патом

Олекма

Шилка

Аргунь

Чита

Иркутск

Иркутская

Черемхово

Улан-Удэ

Хилок

Ингода

Чикой

Онон

Селенга

Сретенск

Канск

Ачинск

Минусинск

Саяно-Шушенская

Тайшет

Тайга

Кирелла

Киренга

МОНГОЛЬСКАЯ НАР. РЕСП.

КИТАЙ

Таблица А

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
Эксплуатируемые										
51	Иркутская	Ангара	660	4 100	8	662*	4 100	8	1950	1956
54	Братская	»	4 500	22 600	20	3825	16 705**	17	1954	1961
112	Мамаканская	Мамакан	86	356	4	86	356**	4	1956	1961
	Итого . . .		5 246	27 056		4573	21 161			
Строящиеся										
15	Саяно-Шушенская[1]	Енисей	6 360	23 500	12				1963	
19	Красноярская[1] . . .	»	6 000	20 300	12				1955	
54	Братская ***	Ангара	4 500	22 600	20				1954	
55	Усть-Илимская[1] . . .	»	675	5 895	3				1962	
87	Хантайская	Хантайка	4 300	21 800	10				1963	
	Итого . . .		17 560	71 495						

[1] Установленная мощность первой очереди: Саяно-Шушенской 5300, Красноярской 5000 и Усть-Илимской 3600 тыс. *квт*.

* Фактическая мощность на 1. I. 1966 г.

** В подсчете выработки для мощности, введенной в 1965 г., принято 1000 *час* использования.

*** В знаменателе — не введенные на 1. I. 1966 г. мощность, выработка и число агрегатов.

Таблица Б

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 2 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Верблюжегорская . .	Чулым	П			37			37	24	225					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
2	Новопокровская . .	»	П			18			21	13,6	125					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
3	Назаровская	»	П			13			15,5	10	93					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
4	Мангальская	»	П			18			23	14,6	140					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
5	Краснозаводская . .	»	П			17			25,5	15,4	153					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
6	Ачинская	»	П			8			12	7,4	72					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
7	Улуйская	»	П			14			24	15	145					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
8	Усть-Кемчугская . .	»	П			19			24	27,3	263					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
9	Тюляпсинская[1] . . .	»	П			13			30,5	19,2	183					Эн. вод.	С. и. 1957 г.
10	Ашкольская	Черный Июс	П	36	54	28	235 / 20	Сез.	12	6	50					Эн.	П. с. 1934 г.
11	Белоюсская	Белый Июс	П	37	42	40	146 / 12	Сез.	12	6,3	60					Эн.	П. с. 1934 г.
12	Элегетская	Енисей	П	1040	1835	20	260 / 8	Сут.	300	87	1 460	41,2	138	2,8	0,06	Эн.	С. и. 1960 г.
13	Баянкольская[2] . . .	То же	П	1050	1920	25	350 / 1	Сут.	380	125	1 880	51,5	136	2,7	0,06	Эн.	С. и. 1960 г.
14	Хайраканская . . .	»	П	1060	1900	25	800 / 2,4	Сут.	360	121	1 810	55,5	155	3,1	0,06	Эн.	С. и. 1960 г.
15	Саяно-Шушенская	»	П	1480	3600	212	14 670 / 32	Сез.	6360	2120	23 500	685,9 (5300)				Эн. тр.	С*
16	Майнская	»	П	1490	2750	19	—	—	450	191	2 040	35,6	79,2	1,7	0,04	Эн.	С. и. 1960 г.

17	Очурская	Енисей	П	1 500	2 660	17,5	—	—	400	178	1 800	38	95	2,1	0,047	Эн.	С. и. 1960 г.
18	Минусинская	То же	П	1 540	2 630	20	—	—	450	197	2 160	52,2	115	2,4	0,05	Эн.	С. и. 1960 г.
19	Красноярская	»	П	2 800	7 200	100	30 400 / 35	Мн.	5000 / 6000	1800	20 000 / 20 300	632,9 (5000)				Эн. тр.	С*
20	Средне-Енисейская	»	П	7 680	13 100	53,4	17 000 / 7	Сез.	6000	3600	28 600	1287				Эн. тр.	П. с. 1960*.
21	Осиновская	»	П	8 780	15 400	55	17 300 / 6,3	Сез.	6200	3630	34 800		79	1,4	0,04	Эн. тр.	С. и. 1955—1962 г.
22	Игарская	»	П	16 693	24 300	27,5	4 500 / 0,9	Сез.	5000	2540	30 600	929	184,3	3	0,053	Эн. тр.	С. и. 1961 г.
23	Шорская	Кызыл-Хэм (М. Енисей)	П	192	200	105	500 / 8,3	Сут.	150	51	950	89	616	9,7	0,16	Эн.	С. и. 1960 г.
24	Арастойская	М. Енисей	П	114	265	105	1 750 / 49	Мн.	200	82	830	71	366	8,8	0,16	Эн.	С. и 1960 г.
25	Юсская	То же	П	319	505	95	380 / 3,8	Сут.	400	156	2 040	106	274	5,4	0,09	Эн.	С. и. 1960 г.
26	Шуйская	»	П	349	500	70	—	—	300	132	1 680	59	202	3,6	0,07	Эн.	С. и. 1960 г.
27	Буренская	»	П	365	617	53	500 / 4	Сут.	250	37	990	56	229	5,8	0,11	Эн.	С. и. 1960 г.
28	Федоровская	»	П	400	660	35	—	—	200	78	970	44	223	4,6	0,09	Эн.	С. и. 1960 г.
29	Зубовская	»	П	400	650	23	—	—	130	51	640	47	367	7,4	0,14	Эн.	С. и. 1960 г.
30	Малая Кызылская .	»	П	400	775	34	660 / 5,2	—	200	78	930	43	218	4,7	0,09	Эн.	С. и. 1960 г.
31	Хамсаринская . . .	Б. Енисей	Д	194	505	97	6 000 / 98	Мн.	400	149	1 400	93	236	6,7	0,11	Эн.	С. и. 1960 г.
32	Сейбинская	То же	П	489	1 055	65	7 500 / 49	Мн.	500	215	2 270	58	116,5	2,5	0,057	Эн.	С. и. 1960 г.
33	Уюкская	»	П	555	1 100	102	1 000 / 5,7	Сут.	850	425	4 150	92	108	2,2	0,05	Эн.	С. и. 1960 г.

[1] Продолжение списка станций Чулымского каскада см. в таблицах Западно-Сибирского района.
[2] Показатели Баянкольской ГЭС приводятся с учетом регулирования Сейбинской ГЭС, без чего сооружение станции неприемлемо.
* С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт.ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт.ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт.ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
34	Шивелигская	Б. Енисей	П	594	1280	29	—	—	320	140	1290	25	80	2,0	0,051	Эн.	С. и. 1960 г.
35	Большая Кызылская	То же	П	608	1370	28	—	—	330	130	1280	45	137	3,5	0,075	Эн.	С. и. 1960 г.
36	Верхне-Шанчинская	Хемчик	П	91	115	47	136 / 4,8	Сут.	40	11,6	200		310	6,2		Эн.	С. и. 1960 г.
37	Нижне-Шанчинская	»	П	94	161	58	180 / 6	Сут.	80	21,6	380		284	6,0		Эн.	С. и. 1960 г.
38	Крутогорская	Абакан	П	109	178	85	710 / 21	Сез.	110	47	485		550	12,5		Эн.	С. и. 1960 г.
39	Осиновская	»	П	194	296	65	300 / 4,9	Сут.	140	55	640		310	6,8		Эн.	С. и. 1960 г.
40	Абинская	»	П	210	340	49	330 / 5	Сут.	120	51	533		360	8,1		Эн.	С. и. 1960 г.
41	Анская	»	П	240	504	98	3200 / 42,5	Сез.	360	151	1655		172	3,8		Эн.	С. и. 1960 г.
42	Кавказская	Туба	П	775	440	28	1490 / 6,2	Сут.	310		1100					Эн.	*
43	Сретенская	Казыр	П	362	800	70	8000 / 70	Мн.	400		1400					Эн.	*
44	Бугутакская	»	П	570	1100	28	400 / 2,2	Сут.	225		700					Эн.	*
45	Артемовская	»	П	190	360	109	4150 / 69	Мн.	280		1000					Эн.	*
46	Колбинская	Мана	П	79	190	55	1025 / 41	Мн.	77	15	248					Эн.	П. с. 1942 г.

47	Берловская	Мана	П	96	200	71	950/31,5	Мн.	92	22	371					Эн.	П. с. 194 .
48	Осиновская	»	П	106	190	21	—	Сут.	28	3,3	129					Эн.	П. з. 1944 г.
49	Усть-Баргинская . .	Кан	П	181	500	27	980/17	Сез.	100	23	435					Эн.	*
50	Нижне-Канская . . .	»	П	190	600	33	255/3	Сут.	140	30	600					Эн.	*
51	Иркутская	Ангара	П	1950	3225	29,8	46 000/75	Мн.	660	405	4 100		213	3,4	0,07	Эн.	Э
52	Суховская	»	П	2077	4000	13	120/0,2	Сут.	400	180	1 780	103	187	4,5	0,07	Эн. тр.	П. з. 1957 г.
53	Тельминская	»	П	2189	4800	12	—	—	400	172	1 673	90	175	3,9	0,06	Эн. тр.	С. и. 1953 г.
54	Братская	»	П	2906	5100	106	50 000/55	Мн.	4500	2420	22 600	673	142	2,8	0,035	Эн.	Э
55	Усть-Илимская . . .	»	П	3132	5360	91	4900/5	Мн.	4300	2500	21 800	546 (3600)				Эн.	С**
56	Богучанская	»	П	3560	6240	75	8000/71	Сез.	4000	2109	19 200	598,5				Эн.	С. и. 1953 г.**
57	Наушкинская	Селенга	П	342	800	40	5000/46,5	Мн.	250	93,3	879		322	9,2		Эн.	С. и. 1960 г.
58	Билютайская	»	П	406	1040	30	2400/19	Сез.	250	114,3	848		191	5,6		Эн.	С. и. 1960 г.
59	Хилокская	»	П	852	1600	40	4100/15	Сез.	500	125	1 950	68	126	3,2	0,075	Эн.	С. и. 1960 г.
60	Шалутская	»	П	866	1500	18	160/0,6	Сут.	180	53	860		167	3,5		Эн.	С. и. 1960 г.
61	Татауровская	»	П	953		12	220/0,7	Сут.	155	61	791		309	6,1		Эн.	С. и. 1960 г
62	Нижне-Селенгинская	»	П	961		12	220/0,7	Сут.	155	61,6	800		370	7,2		Эн.	С. и. 1960 г.
63	Усть-Оборская . . .	Хилок	П	68,9		39	1050/48	Мн.	25	14,4	163		670	10,2		Эн.	С. и. 1960 г.

* По материалам СОПС 1958 г.
** С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
64	Малетская	Хилок	П	79,4		19	220 / 8,8	Сез.	20	9	98		870	16		Эн.	С. и. 1960 г.
65	Подлопаткинская . .	»	П	103		30	350 / 9,3	Мн.	40	20	211		633	12		Эн.	С. и. 1960 г.
66	Мондинская[1]	Иркут	Д	0,5	80*	285		Мн.	175	175*	1530*					Эн.	П. с. 1935 г.
67	Харагольская	»	С	13	91*	197	—	Сут.	140	140*	1225*					Эн.	П. с. 1935 г.
68	Нуркутульская . . .	»	С	17	90*	85	—	Сут.	64	64*	560*					Эн.	П. с. 1935 г.
69	Ихе-Ухтунская . . .	»	Д	23	96*	105	—	—	82	82*	720*					Эн.	П. с. 1935 г.
70	Ниловская	»	П	35	102*	65	—	Сут.	53	53*	460*					Эн.	П. с. 1935 г.
71	Зангисанская	»	С	47	110*	63	—	—	65	65*	570*					Эн.	П. с. 1935 г.
72	Култукская	»	С	120	110	212	1925 / 50	Мн.	308	201	1640					Эн.	П. с. 1935 г.
73	Мотская	»	П	125	155	29	—	Сут.	36	3,4	173					Эн.	П. с. 1949 г.
74	Введенская	»	П	130	155	15	—	Сут.	18	1,7	86					Эн.	П. с. 1942 г.
75	Нижне-Булайская .	Белая	П	169	200	20		Сез.	32	26	161					Эн.	П. с. 1942 г.
76	Барлукская	Ока	П	248	245	54	8000 / 102	Мн.	105	85	750					Эн.	П. с. 1935 г.
77	Бирюсинская	Бирюса	П	356	700	50	6200 / 54	Сез.	280		1100					Эн.	**
78	Удинская	Чуна	П	312	600	33	1950 / 20	Сез.	150		600					Эн.	**
79	Широкская	Уда	П	163	200	34	2200 / 43	Мн.	55	45	385					Эн.	П. с. 1935 г.
80	Питаевская	»	П	200	200	38	2850 / 45	Мн.	75	61	525					Эн.	П. с. 1935 г.

81	Верхне-Польморская	Подкаменная Тунгуска	П	890	390	54	4760 / 15	Сез.	170	107	1 170					Эн.	П. с. 1945 г.
82	Мучнопорожская . .	То же	П	940	450	58	900 / 3	Сут.	210	121*1	1 460*1					Эн.	П. с. 1945 г.
83	Большепорожская . .	»	П	990	465	54	—	Сут.	200	115*1	1 380*1					Эн.	П. с. 1945 г.
84	Майгунская	»	П	1420	735	34	—	Сут.	200	95*1	1 460*1					Эн.	П. с. 1945 г.
85	Нижне-Тунгусская .	Нижняя Тунгуска	П	3330	6400	200	155 000 / 148	Мн.	10 000		50 000		132	2,6	0,035	Эн.	С. и. 1962 г.
86	Курейская	Курейка	П	640	950	69,8	11 200 / 56	Мн.	500	255	2 720		224	4,1		Эн.	С. и. 1961 г.
87	Хантайская	Хантайка	П														С
88	Пясинская	Пясина	П	542	790	24	10 100 / 58	Мн.	150	80	900					Эн.	С. и. 1960 г.
89	Верхне-Ленская . . .	Лена	П	380		49	1 380 / 12	Сез.	200	36,5	970	51	232	4,78	0,072	Эн.	ТЭД 1961 г.
90	Киренская № 1 . . .	Лена и Киренга	П	1140		32,4	2 700 / 7,5	Сез.	500	161	2 280	82	164	3,6	0,061	Эн.	ТЭД 1961 г.
91	Киренская № 2 (Шороховская)	То же	Д	632		72,6	6 700 / 34	Мн.	900	290	3 140	170	188	5,4	0,082	Эн.	ТЭД 1961 г
92	Ингурская	Витим	П	138	210	85	2 500 / 58	Мн.	135		750	107	775	14	0,35	Эн.	П. с. 1962 г.
93	Бугундинская . . .	»	П	140	238	39	600 / 3,6	Сез.	75		410	48	640	11,6	0,30	Эн.	П. с. 1962 г.
94	Шипишкинская . .	»	П	168	268	57	200 / 3,8	Сез.	120		650	65	530	9,8	0,35	Эн.	П. с. 1962 г.
95	Каренгская	»	П	218	370	49	1 000 / 14,6	Сез.	130		730	74	560	10	0,25	Эн.	П. с. 1962 г.
96	Мокская	»	П	935	1600	143	27 000 / 92	Мн.	1 600	850	8 200	194	120	2,3	0,05	Эн.	П. с. 1962 г.
97	Спицинская	»	П	970	1450	16	—	Сут.	230	120	1 300	66	270	5,0	0,13	Эн.	П. с 1962 г.

[1] Гидроэлектростанция располагается на деривации, выводящей воду из оз. Косогол в р. Иркут.
* С учетом использования вод оз. Косогол в размере 80 *м³/сек*.
*1 С учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.
** По материалам СОПС 1958 г.

Окончание

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
									установленная	обеспеченная			на один установленный *квт*, руб.	на 1 *квт·ч*, коп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
98	Каралонская	Витим	П	1300	1850	75	1000 / 2,5	Сез.	1000	550	5500	120	117,5	2,1	0,05	Эн.	П. с. 1962 г.
99	Сигнайская	»	П	1430	2700	101	9000 / 20	Сез.	1900	1000	9400	179	93	1,9	0,04	Эн.	П. с. 1962 г.
100	Бодайбинская	»	П	1530	2600	48	1000 / 2,1	Сут.	1000	600	4850	86	84	1,7	0,04	Эн.	П. с. 1962 г.
101	Удоканская	Ципа	П	130	440	79	5000 / 122	Мн.	240	40	710	13	170	5,5	0,12	Эн.	П. с. 1962 г.
102	Орекитканская . . .	»	С	137,5	288	160	20 / 0,5	Сут.	200	140	1300	37	145	3,5	0,09	Эн.	П. с. 1962 г.
103—106	Баунтовские	»	С	149	306	168	10 / 0,2	Сут.	250	130	1640	39	162	4,0	0,09	Эн.	П. с. 1962 г.
107	Каларская № 1 . . .	Калар	П			120			160		810					Эн.	П. с. 1961 г.
108	Каларская № 2 . . .	»	П			40			60		300					Эн.	П. с. 1961 г.
109	Каларская № 3 . . .	»	П			75	2350 / —	Сез.	140		615		342	7,5		Эн.	П. с. 1961 г.
110	Каларская № 4 . . .	»	П			75			140		660		342	7,5		Эн.	П. с. 1961 г.
111	Тельмамская	Мамакан	П	186		100	1400 / 24	Мн.	270	73	1432	98	355	6,7	0,17	Эн.	П. с. 1963 г.*
112	Мамаканская	»	П	186	220	46,5	105 / 2	Сез.	86	13,5	356	32	367	8,8	0,13	Эн.	Э
113	Верхне Патомская .	Большой Патом	П	41	57	33	124 / 9	Сез.	15		47					Эн.	П. с. 1934 г.
114	Кудыкшинская . . .	Олекма	П	100		65	1900 / 60	Мн.	80		400					Эн.	П. с. 1961 г.

115	Тунгирская	Олекма	П	330		53	7500 / 72,5	Мн.	200		1100					Эн.	П. с. 1961 г.
116	Кубахаевская	Онон	П	188	324	30	2580 / 44	Мн.	78	28	315					Эн.	П. с. 1935 г.
117	Чиндантская	»	П	190	324	26	1450 / 24	Сез.	68	18*	276*					Эн.	П. с. 1935 г.
118	Улан-Одонская . . .	»	П	215	324	18	—	—	45	16,5*	215*					Эв.	П. с. 1935 г.
119	Усть-Чиронская . .	»	П	280	390	40	1130 / 70	Мн.	125	20*	500*					Эн.	П. с. 1935 г.
120	Усть-Карская	Шилка	П	400	595	40	1530 / 12	Сез.	170	32	860		410	8,1		Эн.	С. н. 1959 г.
121	Усть-Уровская . . .	Аргунь	П	277	565	100	18 400 / 210	Мн.	360	182	1788		410	8,2		Эн.	С. н. 1959 г.
122	Амазарская[1]	Амур	П	870	1300	102	20 700 / 75	Мн.	1100	503	5700	205	175	3,4	0,053	Эн.	С. н. 1959—1961 гг.

[1] Продолжение списка станций Амурского каскада см. в таблицах Дальневосточного района.
* С учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.

Таблица В

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

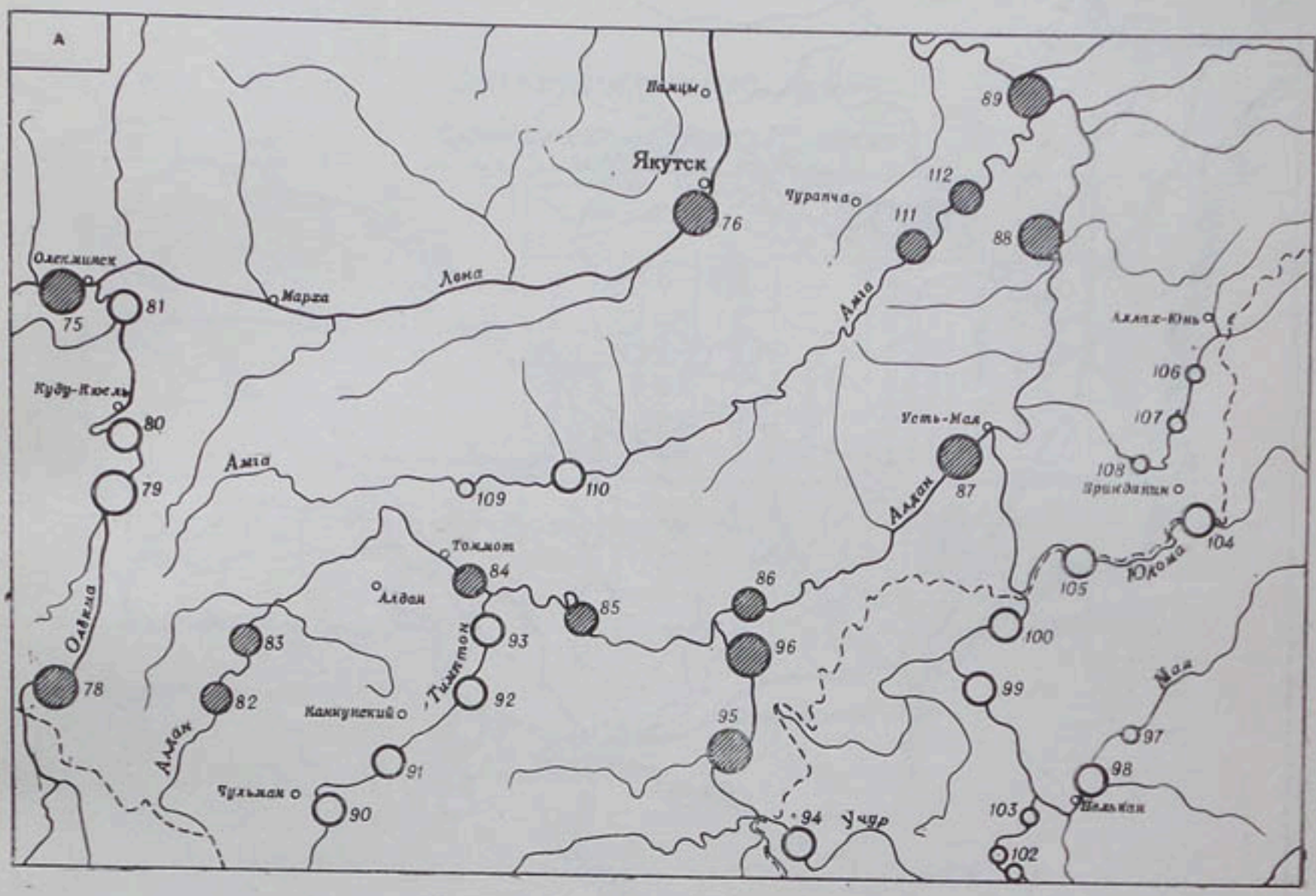
№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
19	Красноярская	Енисей	П	5000	2 720	1560	—	1 870	479	4200	—	38,8	162,9	115,4	36,6	7,1	95,4	П. з. 1960 г.
48	Осиновская . .	Мана	П	28	366	175	10	157	170	44	4	0,5						П. з. 1944 г.
51	Иркутская . .	Ангара	П	660	5 074	618	—	12 426	279	834	—	13,8	138,6	32,4	16,4		21,9	Т. п. 1951 г.
52	Суховская . .	»	П	400	10 352	1249	—	8 337	255	926	—	8,4	7,9	6	1,8	1,37	25,5	П. з. 1957 г.
54	Братская . . .	»	П	4500	2 220	1130	23	9 580	1 460	4800	—	37	540,9	166,3	357,3	16,7	211,7	П. з. 1955 г.
55	Усть-Илимская	»	П	4500	4 530	2678	385	14 286	18 753	643	—	30,7	154	21,2	132,1	2,22	52,9	П. з. 1961 г.
112	Мамаканская	Мамакан	П	86	138	114	2	14	—	249	—	1,6	1,08	—	0,53	—	0,12	Т. п. 1958 г.

X. ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ РАЙОН

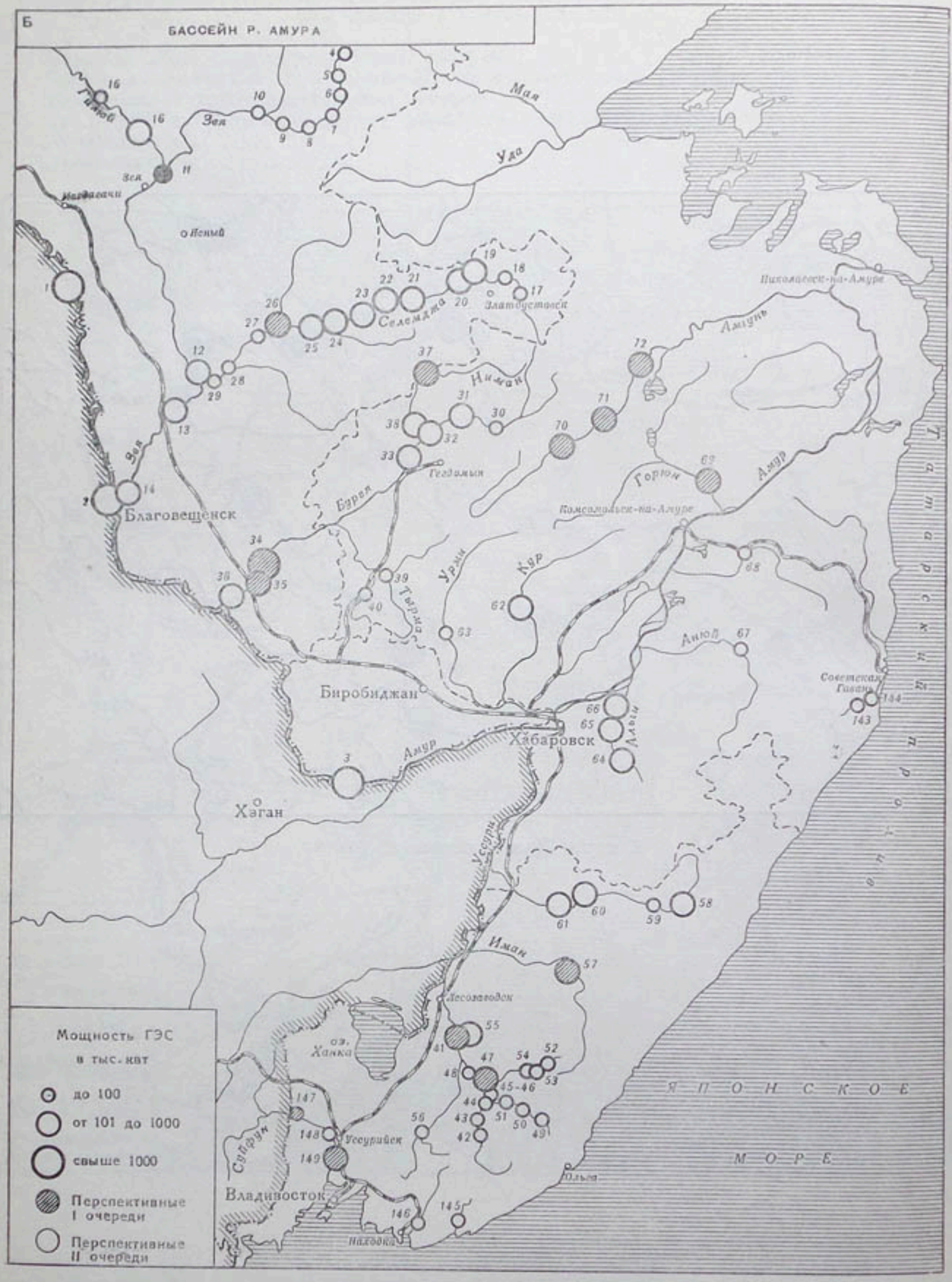
Приморский и Хабаровский края, Якутская АССР, Амурская, Камчатская, Магаданская и Сахалинская области

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	1009 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	68¼ млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	29¼ млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	—
Строящихся	—





К карте Дальневосточного района



К карте Дальневосточного района

Таблица А

ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ РАЙОН

Строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1.I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			Установленная мощность, тыс. *квт*	выработкасреднемноголетняя млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	Зейская	Зея							1964	
114	Вилюйская	Вилюй							1960	

Таблица Б

ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость, по разделу «А», млв. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Кузнецовская[1] . .	Амур	П	1290	2500	105	75 500 / 185	Мн.	1800	940	8900	205	113	2,3	0,041	Эн. тр. бн.	С. и. 1959 г.
2	Благовещенская	»	П	1590		107	28 200 / 56	Мн.	1300	530	6390		153	3,1		Эн. тр.	С. и. 1959 г.
3	Хинганская . . .	»	П	4700		30	—	Сут.	2000	640	9600		97,5	2	0,034	Эн. тр.	С. и. 1959 г.
4	Окононская . . .	Зея	Д	24	36	125	—	Сут.	40	21,7	210		5160	100		Эн.	С. и. 1957 г.
5	Джарыскинская	»	П	39	58	61	—	Сут.	30	16,9	160		2845	52		Эн.	С. и. 1957 г.
6	Ивановская . . .	»	П	47	72	65	—	Сут.	40	23	220		2050	37,8		Эн.	С. и. 1957 г.
7	Локшакская . . .	»	П	124	178	61	—	Сут.	90	50,5	510		1102	19,5		Эн.	С. и. 1957 г.
8	Маенгская	»	П	140	206	40	—	Сут.	70	38,4	380		1690	30,9		Эн.	С. и. 1957 г.
9	Ираканская . . .	»	П	162	236	35	—	Сут.	70	39,9	390		2013	36,5		Эн.	С. и. 1957 г.
10	Курбашовская . .	»	П	265	378	15	—	Сут.	50	26,7	260		1732	32,7		Эн.	С. и. 1957 г.
11	Зейская	»	П	766	1500											Эн. тр. бн.	С.
12	Громатухинская	»	П	1030	1650	64	25 000 / 77	Мн.	800	464	4320		259	4,8		Эн.	С. и. 1957 г.
13	Черниговская . .	»	П	1680	2520	14		Сут.	300	185	1660		479	8,7		Эн.	С. и. 1957 г.
14	Петропавловская	»	П	1780	2650	17		Сут.	380	235	2100		475	8,6		Эн.	С. и. 1957 г.
15	ГЭС № 1	Гилюй	П	142	180	54,6	3 000 / 67	Мн.	85	44	470		927	16,7		Эн.	С. и. 1957 г.
16	ГЭС № 2	»	П	180	240	80,1	3 160 / 56	Мн.	170	95	950		547	9,8		Эн.	С. и. 1957 г.

[1] Начало списка станций Амурского каскада см. в таблицах Восточно-Сибирского района.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. квт: установленная	Мощность, тыс. квт: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. квт·ч	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный квт, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 квт·ч, коп.	Себестоимость энергии, коп./квт·ч	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
17	Уракская	Селемджа	П	20	29	65	—	Сут.	15	9	90		3450	59		Эн.	С. и. 1957 г.
18	Карколбинская	»	П	29	42	42	—	Сут.	15	8	80		7740	142		Эн.	С. и. 1957 г.
19	Неэргенская . . .	»	П	77	114	114,5	—	Сут.	110	66	610		5490	99		Эн.	С. и. 1957 г.
20	Экимчанская . .	»	П	190	280	81	—	Сут.	190	108	1050		797	14		Эн.	С. и. 1957 г.
21	Русиновская . . .	»	П	238	355	111,5	—	Сут.	340	200	1860		713	13,1		Эн.	С. и. 1957 г.
22	Стойбинская . . .	»	П	289	430	48	—	Сут.	180	105	980		639	11,7		Эн.	С. и. 1957 г.
23	Чалбинская . . .	»	П	292	440	35	—	Сут.	130	79	710		699	12,7		Эн.	С. и. 1957 г.
24	Икиндинская . .	»	П	299	450	36	—	Сут.	140	84	760		1760	32,8		Эн.	С. и. 1957 г.
25	Быссская	»	П	375	560	32	—	Сут.	125	69	680		930	17,0		Эн.	С. и. 1957 г.
26	Дагмарская . . .	»	П	538	1015	39	16 200 / 96	Мн.	250	138	1370	92	368	6,7	0,09	Эн. бл.	С. и. 1957 г.
27	Абайканская . .	»	П	590	880	13	—	Сут.	100	59	530		413	7,8		Эн.	С. и. 1957 г.
28	Ульминская . . .	»	П	620	915	9	—	Сут.	70	42	390		547	10,0		Эн.	С. и. 1957 г.
29	Путятинская . .	»	П	627	930	9	—	Сут.	70	43	390		604	10,9		Эн.	С. и. 1957 г.
30	Усманская	Бурея	П		190	82	—	—	100	38,6	494	43	430	8,7		Эн.	С. и. 1959 г.
31	Умальтинская . .	»	П		230	94	—	—	150		790	134	890	17,9		Эн.	С. и. 1959 г.
32	Усть-Ниманская	»	П		780	74	—	—	400	196	2040	214	535	10,5		Эн.	С. и. 1959 г.
33	Ургальская . . .	»	П		830	40	—	—	200	93	965	77	386	8,0		Эн.	С. и. 1959 г.
34	Желундинская . .	»	П	898	1780	123	15 900 / 56	Мн.	1500	670	7420	230	121	2,4	0,08	Эн.	С. и. 1959 г.
35	Долдыканская . .	»	П	925	1800	16	—	Сут.	200	96	1030	38	186	3,6	0,08	Эн.	С. и. 1959 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
36	Белогорская . . .	Бурея			1800	13	—	—	200	94	1000	67	343	6,7		Эн.	С. и. 1959 г.
37	Верхне-Ниманская	Ниман		111	180	100	570 / 16	Сут.	120	30	606	159	1330	26,2		Эн.	С. и. 1959 г.
38	Нижне-Ниманская	»		210	390	145	7400 / 112		450	237	2230	202	450	9,1		Эн.	С. и. 1959 г.
39	Енская	Тырма	П	165	230	32	350 / 6,7	Сут.	40	4,5	190	197	490	10,4		Эн.	С. и. 1959 г.
40	Яуринская	Яурин	П	36	56	22	428 / 38	Мн.	10	3,5	40					Эн.	П. с. 1937 г.
41	Уссурийская . .	Уссури	С	207* / 480	1200	36	—	Сез.	165* / 330	55* / 100	550* / 1100					Эн.	П. с. 1962 г.
42	Бреевская	Улахэ	П	15,5	40	60	700 / 144	Мн.	18	6,4	65		2700	75		Эн.	С. и. 1958 г.
43	Сандагоузская . .	»	П	32,8	65	60	200 / 19,5	Сез.	30	9,6	132		1550	35		Эн.	С. и. 1958 г.
44	Соколовская . . .	»	П	40	100	42	900 / 71	Мн.	36	11	117		2000	62		Эн.	С. и. 1958 г.
45	Ново-Михайловская	»	П	46,6	110	34	500 / 34	Мн.	30	8	110		1670	45		Эн.	С. и. 1958 г.
46	Варпаховская . .	»	П	86,7	225	51	900 / 33	Мн.	90	28	300		1080	33		Эн.	С. и. 1958 г.
47	Улахинская . . .	»	П	143	660	42	1600 / 36	Мн.	200	30	400	53	150	7,5	0,17	Эн.	С. и. 1958 г.

* В числителе — величина расходов и выработки на собственном стоке реки, в знаменателе — с учетом возможной переброски в р. Уссури стока рек Имач и Ваку.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
48	Николо-Михайловская	Улахэ	П	146	360	13	—	—	40	11	137		900	26		Эн.	С. и. 1958 г.
49	Малиновская . .	Фудзин	П	12,8	35	37	700 / 174	Мн.	10	3,6	35		2660	80		Эн.	С. и. 1958 г.
50	Антоновская . . .	»	П	26,9	71	64	1000 / 118	Мн.	36	12,7	120		1670	48		Эн.	С. и. 1958 г.
51	Уборковская . . .	»	П	31,2	43	60	1500 / 154	Мн.	40	14,5	131		1860	56		Эн.	С. и. 1958 г.
52	Нижне-Таргинская	Нотто	П	13,6	38	70	400 / 94	Мн.	20	6,5	647		1999	61		Эн.	С. и. 1958 г.
53	Окраинская . . .	»	П	29	76	58	1100 / 125	Мн.	35	12	118		1110	33		Эн.	С. и. 1958 г.
54	Журавлевская . .	»	П	32	75	32	200 / 20	Сез.	20	7,8	74		1080	29		Эн.	С. и. 1958 г.
55	Шетухинская . .	Шетуха	П	280	705	50	3300 / 37	Мн.	300	100	1000					Эн.	П. с. 1962 г.
56	Анучинская . . .	Даубихэ	П	20	39	60	790 / 125	Мн.	20	8	80					Эн.	П. с. 1962 г.
57	Иманская[1]	Иман	П	226	550	140	6200 / 87	Мн.	660	210	2100		213	6,7	0,08	Эн.	П. с. 1962 г.
58	Сигонкукская . .	Бикин	П	154	295	110	5800 / 120	Мн.	275	125	1100					Эн.	П. с. 1962 г.
59	Амбинская . . .	»	П	160	340	35	100 / 2	Сут.	100	50	425					Эн.	П. с. 1962 г.

[1] При условии переброски стока рек Иман и Ваку в реки Уссури и Суйфун. При использовании р. Иман в естественном направлении возможно сооружение семи ГЭС с суммарной выработкой 4,75 млрд. $квт \cdot ч$.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
60	Олонская	Бикин	П	174	380	50	1 400 / 25	Мн.	160	70	630					Эн.	П. с. 1962 г.
61	Шандегамская . .	»	П	191	390	55	7 800 / 130	Мн.	180	75	710					Эн.	П. с. 1962 г.
62	Сандуминская[1]	Кур		20		350	—	—	150		500					Эн.	П. с. 1962 г.
63	Сивокская	Урми	П	30	28	50	235 / 25	Сез.	20	4	60					Эн.	П. с. 1939 г.
64	ГЭС № 1[2]	Альги		220		160	—	—	600		2600					Эн.	П. с. 1962 г.
65	ГЭС № 2[2]	»		220		80	—	—	300		1300					Эн.	П. с. 1962 г.
66	ГЭС № 3[2]	»		230		100	—	—	400		1600					Эн.	П. с. 1962 г.
67	Богбосуйская . .	Анюй	П	77	52	76	1 940 / 80	Мн.	45	22	275					Эн.	П. с. 1940 г.
68	Болхидинская . .	Хунгари	Д	77	100	28	—	—	24	2	116					Эн.	П. с. 1934 г.
69	Комсомольская	Горюн		210	860	37,5	5 900 / 89	Мн.	200		440					Эн.	П. с. 1962 г.
70	Верхне-Амгуньская	Амгунь	П	100		150	—	—	220		1100					Эн.	П. с. 1962 г.
71	Средне-Амгуньская	»	П	170		160	—	—	400		2000					Эн.	П. с. 1962 г.
72	Нижне-Амгуньская	»		510		85	—	—	650		3200					Эн.	П. с. 1962 г.
73	Средне-Оленекская	Оленек	П		1200	45	11 500	Мн.	400		1990		540	10,8	0,156	Эн.	П. с. 1962 г.

[1] При переброске в р. Алькан.

[2] С учетом переброски стока р. Хор в реки Альги и Мухене. ГЭС на р. Альги используют перебрасываемый сток на Амурский склон верховьев р. Хор. Указанная переброска связана с меньшими потерями для рыбоводства по сравнению с использованием р. Хор в естественном направлении, когда возможно сооружение трех ГЭС (Ходовской, Джонгайской и Сукпайской) с суммарной выработкой 4,9 млрд. $квт \cdot ч$

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
74	Мухтуйская . . .	Лена	П	3 750		90	23 000 / 19,5	Сез.	4 000		21 000	747	187	3,5	0,048	Эн.	ТЭД 1961 г.
75	Олекминская . .	»	П	4 390		32	—	—	1 600	656	8 350	249	156	3,02	0,049	Эн.	ТЭД 1961 г.
76	Якутская	»	П	6 620		40,2	15 860 / 7,6	Сез.	3 000	1 200	15 100	544	181	3,6	0,055	Эн	ТЭД 1961 г.
77	Нижне-Ленская	»	П	15 600	27 000	88,5	293 700 / 61	Мн.	20 000	10 700	100 000	1753	88	1,75	0,026	Эн.	ТЭД 1961 г
78	Ханийская . . .	Олекма	П	757		122	21 000 / 88	Мн.	1 200	550	5 200	156	131	3,02		Эн.	П. с. 1961 г.
79	Токунайская . .	»	П	860		126	600 / 2,2	Сез.	1 300	673*	6 700	168	130	2,51		Эн.	П. с. 1961 г.
80	Кирестэхская . .	»	П	948		64	600 / 2	Сез.	700	353*	3 600	96	136	2,68		Эн.	П. с. 1961 г.
81	Нижне-Олекминская	»	П	1 040		47	600 / 1,8	Сез.	600	280	2 700					Эн	П. с. 1961 г.
82	Суон-Титетская	Алдан	П	150		100	4 900 / 104	Мн.	230		1 050					Эн.	П. с. 1962 г.
83	Чомполоо	»	П	350		65	1 660 / 15	Сез.	345		1 550					Эн.	П. с. 1962 г.
84	Томмотская . . .	»	П	450		55	11 200 / 79	Мн.	375		1 700					Эн.	П. с. 1962 г.
85	Угунская	»	П	1 100		55	3 000 / 8,7	Сез.	920		4 150					Эн.	П. с. 1962 г.

* Средняя за период сработки Ханийского водохранилища.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
86	Учурская	Алдан	П	1150		30	1 300 / 3,6	Сут.	525		2 350					Эн.	П. с. 1962 г
87	Чагдакская . . .	»	П	2630		35	10 600 / 12,8	Сез.	1400		6 300					Эн.	П. с. 1962 г.
88	Белая	»	П	4000		55	50 000 / 40	Мн.	3340		15 000					Эн.	П. с. 1962 г.
89	Хандыгинская . .	»	П	4300		24	4 300 / 3,2	Сут.	1580		7 100					Эн.	П. с. 1962 г.
90	Чульманская . .	Тимптон	П	160		95	2 500 / 50	Мн.	270		930					Эн.	П. с. 1962 г.
91	Хатымская . . .	»	П	265		90	2 930 / 35	Мн.	363		1 630					Эн.	П. с. 1962 г.
92	Иджекская . . .	»	П	400		130	4 000 / 32	Мн.	790		3 560					Эн.	П. с. 1962 г.
93	Ылымакская . . .	»	П	480		54	750 / 5	Сез.	392		1 760					Эн.	П. с. 1962 г.
94	Верхне-Учурская	Учур	П	360		145	7 300	Мн.	795		3 570					Эн.	П. с. 1962 г.
95	Средне-Учурская	»	П	1250		135	12 200 / 31	Мн.	2600		11 700					Эн.	П. с. 1962 г.
96	Нижне-Учурская	»	П	1300		52	1 150 / 2,8	Сут.	1025		4 600					Эн.	П. с. 1962 г.
97	Иотканская . . .	Мая	П	105		50	4 300	Мн.	80		360					Эн.	П. с. 1962 г.
98	Кавальканская . .	»	П	140		52	4 550	Мн.	110		490					Эн.	П. с. 1962 г.
99	Ингилийская . .	»	П	655		90	19 500	Мн.	895		4 000					Эн.	П. с. 1962 г.
100	Юдомская	»	П	1155		46,5	3 900	Сез.	880		3 700					Эн.	П. с. 1962 г.
101	ГЭС № 1	Батомга	П	28		40	—	—	20		100					Эн.	П. с. 1962 г.
102	ГЭС № 2	»	П	55		60	—	—	40		200					Эн.	П. с. 1962 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
103	ГЭС № 3	Батомга	П	70		70	—	—	80		400					Эн.	П. с. 1962 г.
104	Огонекская . . .	Юдома	П	175		85	5520 / 100	Мн.	200		1000						П. с. 1962 г.
105	Ытыгинская . . .	»	П	190		75	5650 / 94	Мн.	200		1000						П. с. 1962 г.
106	Минорская . . .	Аллах-Юнь	П	57		65	1700 / 94	Мн.	58		260					Эн.	П. с. 19 г.
107	Уллаханская . .	»	П	65		75	1200 / 59	Мн.	74		330					Эн.	П. с. 1962 г.
108	Аллах-Юньская	»	П	72		64	1000 / 44	Мн.	70		320					Эн.	П. с. 1962 г.
109	Верхне-Амчинская	Амга	П	100		60	2300 / 73	Мн.	92		415					Эн.	П. с. 1962 г.
110	Павловская . . .	»	П	125		85	5500 / 111	Мн.	160		730					Эн.	П. с. 1962 г.
111	Мало-Якутская	»	П	145		55	4600 / 100	Мн.	120		545					Эн.	П. с. 1962 г.
112	Нижне-Амчинская	»	П	160		46	4900 / 97	Мн.	110		500					Эн.	П. с. 1962 г.
113	Менкюлейская . .	Томпо	П	175		116	3250 / 59	Мн.	310		1400					Эн.	П. с. 1962 г.
114	Вилюйская . . .	Вилюй	П													Эн.	С
115	Верхнеянская . .	Яна	П	130		75			90		450					Эн.	П. с. 1962 г.
116	Нижнеянская . .	»	П	1000		100			1300		6400					Эн.	П. с. 1962 г.
117	Нижне-Адычанская	Адыча	Д	485		52	9300 / 61	Мн.	300	130	1370		395	8,5	0,1	Эн.	ТЭД 1961 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
118	Большегорская	Индигирка	П	322		145			520		2 600					Эн.	П. с. 1962 г.
119	Усть-Нерская	»	П	477		105			550		2 700					Эн.	П. с. 1962 г.
120	Тосканская	»	П	657		120			870		4 300					Эн.	П. с. 1962 г.
121	Черская	»	П	752		135			1250		6 200					Эн.	П. с. 1962 г.
122	Момская	»	П	982		205			2300		11 300					Эн.	П. с. 1962 г.
123	Шапкалахская	»	П	1410		45			780		3 900					Эн.	П. с. 1962 г.
124	Усть-Кулуйская	Колыма	П	210		110	—	—	240		1 200					Эн.	П. с. 1962 г.
125	Детринская	»	П	560		70	—	—	800		4 000					Эн.	П. с. 1962 г.
126	Утиканская	»	П	1108		120	—	—	1400		7 300					Эн.	П. с. 1962 г.
127	Сеймчанская	»	П	1582		100	—	—	1800		9 100					Эн.	П. с. 1962 г.
128	Коркодонская	»	П	2465		105	—	—	2400		12 000					Эн.	П. с. 1962 г.
129	Средедемская	»	П	3147		60	—	—	2100		10 600					Эн.	П. с. 1962 г.
130	Средниканская	Средникан	С	23	21	72	373 / 78	Мн.	12		38					Эн.	Т. п. 1936 г.
131	Ауланджинская	Омолон	П	110		120	—	—	130		650					Эн.	П. с. 1962 г.
132	Бургалинская	»	П	330		120	—	—	400		2 000					Эн.	П. с. 1962 г.
133	Кедонская	»	П	590		120	—	—	900		4 500					Эн.	П. с. 1962 г.
134	Омолонская	»	П	1080		72	—	—	950		4 700					Эн.	П. с. 1962 г.
135	Верхне-Анадырская	Анадырь	П	70		150	—	—	150		770					Эн.	П. с. 1962 г.
136	Нижне-Анадырская	»	П	300		150	—	—	700		3 400					Эн.	П. с. 1962 г.
137	Авачинская	Авача	П	142	80—200	18	267 / 6	Сут.	20	9,5	125					Эн.	ТЭД 1954 г.
138	Паратунская	Паратунка	С	57	31—103	15,5	348 / 19	Сез.	15	5,5	72					Эн.	ТЭД 1954 г.
139	Верхне-Кроноцкая	Кроноцкая	П	50		244	766 / 51	Мн.	180	92	867		875	18,2	0,28	Эн.	П. с. 1964 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
140	Нижне-Кроноцкая	Кроноцкая	П	57		70	—	—	48	25	215					Эн.	П. с. 1964 г.
141	Ланковая	Ланковая	С	30	60	110	900 / 96	Мн.	55		230		350	8,3		Эн.	П. с. 1962 г.
142	Ниитойская . . .	Ниитой	С	9	12	113	39 / 14	Сез.	11	2,5	73					Эн.	П. с. 1947 г.
143	Большехадянская № 1	Большая Хадя	П	26	26	43	1200 / 100	Мн.	18	7,7*	69*					Эн.	П. с 1938 г.
144	Большехадянская № 2	То же	П	18	18	75	780 / 111	Мн.	10	3,9*	42*					Эн.	П. с. 1938 г.
145	Судзухинская . .	Судзухе	П	31	25	35	250 / 17	Сез.	15	5	65					Эн.	П. с. 1943 г.
146	Сучанская	Сучан	П	44	65	29	300 / 20	Сез.	15	5,5	60					Эн.	П. с. 1943 г.
147	Чернятинская . .	Суйфун	П	54	160	30	350 / 21	Сез.	40	6,6	100		132	4,8	0,06	Эн.	П. с. 1962 г.
148	Пионерская . . .	То же	П	54	160	25	—	Сут.	30	0,9	93					Эн.	П. с. 1962 г.
149	Суйфунская[1] . .	» »	С	530	1400	55	6000 / 36	Сез.	600	230	2000					Эн.	П. с. 1962 г.

[1] С учетом переброски стока рек Иман и Ваку.
* С учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.

ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ РАЙОН

Таблица В

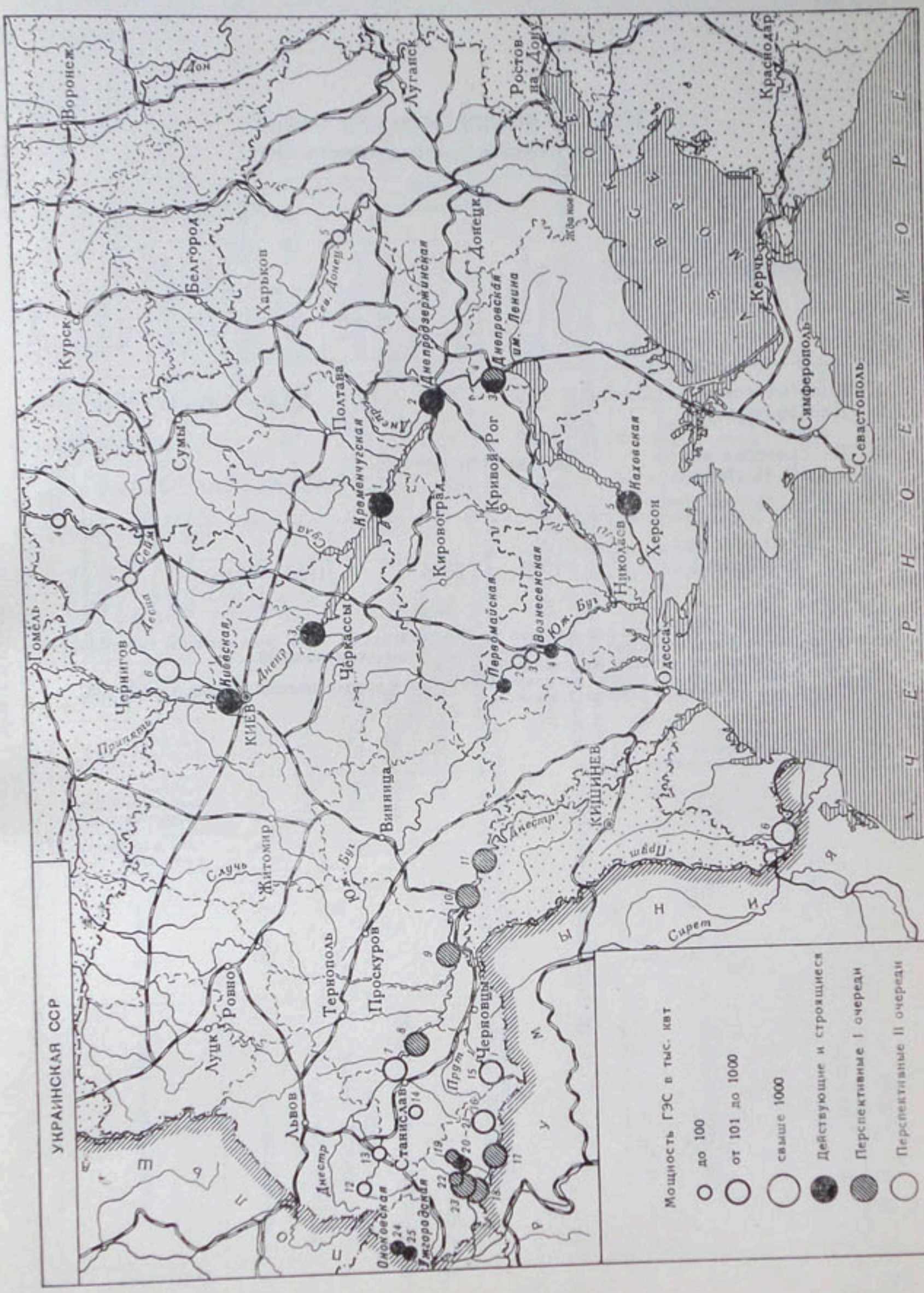
Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	тунельные			открытый	тунельный		площадь затопления, тыс. *га*			Число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
11	Зейская	Зея	П		1107	2539	745	9382	4532	203	147	21,1	229,5	3,9	119,4	1,0	14,3	С. п. 1957 г.
130	Средниканская	Средникан	С	12	335	800	46		960	20	15							Т. п. 1936 г.

УКРАИНСКАЯ ССР

Донецко-Приднепровский, Юго-Западный и Южный районы

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	42	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	22	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	17	млрд. *квт ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	8,2	млрд. *квт·ч*
Строящихся	1,5	млрд. *квт·ч*



XI. ДОНЕЦКО-ПРИДНЕПРОВСКИЙ РАЙОН

Днепропетровская, Донецкая, Запорожская, Кировоградская, Луганская, Полтавская, Сумская и Харьковская области

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	11 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	7 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	6,4 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	6,4 млрд. *квт·ч*
Строящихся	—

Таблица А

ДОНЕЦКО-ПРИДНЕПРОВСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
1	Кременчугская .	Днепр	625	1506	12	686,4*	1506	12	1954	1959
2	Днепродзержинская	»	350	1250	8	350	1250	8	1956	1963
3	Днепровская имени В. И. Ленина	»	560,4** / 650,6	3138*** / 3640	10****	650,6	3640	10	1927	1932** / 1947
	Итого (с округлением) .		1626	6396		1687	6396			

* В целях унификации генераторов на Кременчугской ГЭС установлены такие же генераторы, как и на Новосибирской ГЭС мощностью 57,2 тыс. *квт* каждый.

** В знаменателе — после восстановления.

*** В знаменателе — с учетом регулирования стока в водохранилище Кременчугской ГЭС.

**** В том числе: один агрегат 2,6 тыс. *квт*.

Таблица В

ДОНЕЦКО-ПРИДНЕПРОВСКИЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, *коп./квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
									установленная	обеспеченная			на один установленный *квт*, руб.	на 1 *квт·ч* коп.			
1	Кременчугская[1]	Днепр	П	1530	5700	17	9000 / 19	Мн.	625	96	1506	287,5	355	14,7	0,13	Эн. тр.	Э
2	Днепродзержинская . .	»	П	1630	4400	12,6	270 / 0,6	Сут.	350	85	1250	142,4	168	5,0	0,11	Эн. тр.	Э
3	Днепровская имени В. И. Ленина	»	П	1650	2570	35,4	—	Сут.	650,6	268	3640					Эн. тр.	Э
4	Днепровская II очередь	»	П	1650	4680	35,4	—	Сут.	750		442	63,0				Эн. тр.	С. и. 1962 г.
5	Изюмская[2]	Сев. Донец	П	52	140	12,8	930 / 56	Мн.	12	2,4	31					Эн. вод.	Т. п. 1940 г.

[1] Начало списка станций Днепровского каскада см. в таблицах Юго-Западного района, продолжение — в таблицах Южного района.
[2] Гидроэлектростанция при попусковом водохранилище, предназначенном для водоснабжения.

Таблица В

ДОНЕЦКО-ПРИДНЕПРОВСКИЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
1	Кременчугская	Днепр	П	625	23 839	871	—	36 021	820	1246	—	15,2	223,8	94,7	47		160	П. з. 1958 г.
2	Днепродзержинская . . .	»	П	350	10 490	1020	—	13 000	823	904	—	10,6	48,2	18,9	17,1	11,4	44	П. з. 1956 г.
3	Днепровская имени В. И. Ленина	»	П	650,6	1 030	1275	6	246	304	1174	—	10,9	16,5	11	1			О. д. 1946—1958 гг.

XII. ЮГО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Винницкая, Волынская, Житомирская, Закарпатская, Ивано-Франковская, Киевская, Львовская, Ровенская, Тернопольская, Хмельницкая, Черкасская, Черниговская и Черновицкая области

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	29 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	13 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	9,1 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	0,3 млрд. *квт·ч*
Строящихся	1,5 млрд. *квт·ч*

Таблица А

ЮГО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
	Эксплуатируемые									
20	Теребля-Рикская . .	Теребля	27	139	3	27	139	3	1949	1956
24	Оноковская	Уж	2,7	10	2	2,7	10	2		
25	Ужгородская	»	1,9	8	2	1,9	8	2		
	Итого (с округлением)		32	157		32	157			
	Строящиеся									
1—2	Киевская (с ГАЭС) .	Днепр	526*	715	24				1961	
3	Каневская	»	420	850	24				1963	
	Итого . .		946	1565						

* В 1965 г. на Киевской ГЭС были введены в эксплуатацию 4 агрегата мощностью 65,2 тыс. *квт*.

Таблица Б

ЮГО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$.	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$ коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Киевская[1]	Днепр	П	1049	2100	12	1170 / 2,7	Сез.	310	31	615	182,8				Эн. тр.	С*
								Сут.	216	10	100						
2	Киевская ГАЭС	»	П	370		70,5	320 / 0,8	Сут.	420	41	850	195,8				Эн. тр.	С*
3	Каневская	»	П	1391	3100	13,3	3400 / 64	Мн.	25	9,6	127					Эн. тр.	П. с. 1940 г.
4	Новгород — Северская	Десна	П	170	240	12	3700 / 39	Мн.	30	9,6	163					Эн. тр.	ТЭД 1940 г.
5	Макошинская	»	П	300	383	9	5000 / 47	Мн.	40	15	198					Эн. тр.	ТЭД 1940 г.
6	Соколовская	»	П	340	488	10			200	11	260					Эн.	П. с. 1959—1962 гг.
7	Нижневская	Днестр	П	205		17,5	505 / 7	Сез.	500	60	720	85	150	10,4	0,27	Эн.	П. с. 1959—1962 гг.
8	Унижская	»	П	216	712	37,5	940 / 13	Сез.	500	60	765	105	169	11,0	0,29	Эн.	П. с. 1959—1962 гг.*
9	Жванчикская	»	П	242		37,5	895 / 11	Сез.	500	65	796	94,4				Эн.	П. з. 1961 г.*
10	Могилев-Подольская	»	П	266	1570	36,3			230	30	350		148			Эн.	П. с. 1959—1962 гг
11	Ямпольская[2]	»	П			20											
12	Рыбникская	Стрый	Д	21	29	43		Сут.	10	2,6	50					Эн.	П. с. 1948 г.
13	Разгурченская	Стрый	Д	36	43	29		Сут.	10	2,1	48					Эн.	П. с. 1948 г.
14	Ясенская	Ломница	С	7,8	20	83	13 / 5	Сез.	10	1,9	43					Эн.	П. с. 1948 г.

[1] Начало списка станций Днепровского каскада см. в таблицах Белорусской ССР, продолжение — в таблицах Донецко-Приднепровского района.
[2] Продолжение списка станций Днестровского каскада см. в таблицах Молдавской ССР
* С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, *м³/сек*	Расход ГЭС, *м³/сек*	Максимальный напор, *м*	Полезная емкость водохранилища, млн. *м³* / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт·ч.*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
15	Ростокинская	Черемош	С	25	55	60	85* / 11	Сез.	22*	5,1	101*					Эн.	П. с. 1948 г.
16	Тисса-Вышеульская . .	Тисса	П			84	300	Сез.	200		357		115			Эн. ир. бн.	П. с. 1962 г.
17	Солотвинская	»	Д			59		Сез.	150	18,6	294		175	8,8		Эн. ир.	П. с. 1962 г.
18	Хустская	»	П			24		Сез.	110	14	263		218	9,1		Эн. ир.	П. с. 1962 г.
19	Мерешорская	Теребля	П			89	110	Сез.	100		177		239	13,5		Эн.	П. с. 1962 г.
20	Теребля-Рикская . . .	»	Д	12	18	212	19 / 5	Сез.	27	8,6	139					Эн.	Э
21	Теребля-Рикская № 2	»	Д			219	20	Сез.	207		253		114			Эн.	П. с. 1962 г.
22	Березовская	Рика	П			57	20	Сез.	72		153		173	8,2		Эн.	П. с. 1962 г.
23	Рика-Хустицкая	»	С			72	—	—	110		217		186	9,3		Эн.	П. с. 1962 г.
24	Оноковская	Уж	Д	30	32	9	—	Сут.	2,7	0,5	10					Эн.	Э
25	Ужгородская	»	Д	30	32	7	—	Сут.	1,9	0,5	8					Эн.	Э

* При снижении напора до 15 *м* и отказе от регулирования стока установленная мощность снижается до 8 тыс. *квт*, а выработка — до 40 млн. *квт·ч*.

Таблица В

ЮГО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. *м³*: в мягких грунтах	Выемки, тыс. *м³*: в скальных грунтах	Выемки, тыс. *м³*: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. *м³*	Каменные наброски и фильтры, тыс. *м³*	Бетон и железобетон, *м³*: открытый	Бетон и железобетон, *м³*: туннельный	Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище: площадь затопления, тыс. *га*: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. *га*: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. *га*: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
1—2	Киевская (с ГАЭС) . .	Днепр	П	510	20 342	—	—	37 669	615	780	—	9,1	90,5	47,2			27,2	П. з. 1960 г.
20	Теребля-Рикская . . .	Теребля	Д	27	150	67	52	16	29	212	—	0,11	0,19	0,08	0,04			Т. п. 1950 г.

XIII. ЮЖНЫЙ РАЙОН

Крымская, Николаевская, Одесская и Херсонская области

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	1,6	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	1,5	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	1,5	млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	1,5	млрд. *квт·ч*
Строящихся	—	

Таблица А

ЮЖНЫЙ РАЙОН

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
1	Первомайская . .	Южный Буг	2,1	12	3	1,8	12	3		1949
4	Вознесенская . .	То же	3,3	12	4	3	18	4	1947	
5	Каховская	Днепр	312	1386*/1435	6	343,2**	1435	6	1951	1955
	Итого (с округлением) . . .		317	1465		348	1435			

* В знаменателе — с учетом регулирования стока в водохранилище Кременчугской ГЭС.

** В целях унификации генераторов на Каховской ГЭС установлены такие же генераторы, как и на Новосибирской ГЭС, мощностью 57,2 тыс. *квт* каждый.

Таблица Б

ЮЖНЫЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $\frac{коп.}{квт \cdot ч}$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Первомайская . . .	Южный Буг	П	57	52	5	—	Сут.	2,1	0,5	12					Эн.	Э
2	Константиновская . .	То же	П	86	188	32	105 / 4	Сут.	48	4,1	147					Эн.	П. з. 1940 г.
3	Богдановская	»	П	86	87	20	—	Сут.	14,5	2,5	75					Эн.	П. с. 1939 г.
4	Вознесенская	»	П	87	75	6	—	Сут.	3,3	0,9	18					Эн.	Э
5	Каховская[1]	Днепр	П	1653	2910	16,5	6800 / 13	Сез.	312	117	1435*		580	14	0,21	Эн. нр. тр.	Э
6	Измаильская с ГАЭС	Дунай	П			7,6			1045	130	1700		284			Эн. тр.	П. с. 1962 г.

[1] Начало списка станций Днепровского каскада см. в таблицах Донецко-Приднепровского района.
* С учетом регулирования стока в водохранилищах лежащих выше ГЭС.

Таблица В

ЮЖНЫЙ РАЙОН

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$: в мягких грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: в скальных грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: открытый	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: туннельный	Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
2	Константиновская .	Южный Буг	П	48	9	198	—	8	2	213	—	1,2						П. з. 1940 г.
5	Каховская	Днепр	П	312	13 290	330	—	21 398	1397	1410	—	22	221	43,2	126,2	9,3	129,3	Т. п. 1952—1954 гг.

XIV. ПРИБАЛТИЙСКИЙ РАЙОН

Литовская, Латвийская, Эстонская ССР и Калининградская область РСФСР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	12,0	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	7,4	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	6,2	млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	1,2	млрд. *квт·ч*
Строящихся	1,1	млрд. *квт·ч*



ПРИБАЛТИЙСКИЙ РАЙОН

ЛИТОВСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	4,5 млрд. квт-ч
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	2,8 млрд. квт-ч
Экономические гидроэнергетические ресурсы	2,2 млрд. квт-ч
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	0,4 млрд. квт-ч
Строящихся	—

ЛИТОВСКАЯ ССР

Таблица А

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и табл. 15	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. 1 1966 г.			Год пуска первого агрегата	Год пуска последнего агрегата
			установленная мощность, тыс. квт	выработка среднемноголетняя, млн. квт-ч	число турбин	мощность, тыс. квт	выработка среднемноголетняя, млн. квт-ч	число турбин		
3	Каунасская . . .	Неман	90	376	4	90	376	4	1955	1959

Таблица Б

ЛИТОВСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, м³/сек	Расход ГЭС, м³/сек	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. м³ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. квт: установленная	Мощность, тыс. квт: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. квт·ч	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный квт, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 квт·ч кап.	Себестоимость энергии, коп./квт·ч	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Друскенинкайская [1]	Неман	П	235	400	15	135 / 2	Сут.	107	20,6	227					Эн. тр.	С. и. 1951 г.
2	Бирштонская . . .	»	П	278	3200	35,5	574 / 6,6	Сез.	646	72,2* / 110	669* / 700		132	12,8	0,26	Эн. тр.	С. и. 1960 г.
3	Каунасская	»	П	294	760	19,7	220 / 2,4	Сез.	90	25	376	29,3	311	7,4	0,11	Эн. тр.	Э
4	Советская	»	П	532	1620	14,6	—	Сут.	205	40,5	452	40,2	165	7	0,17	Эн. тр.	П. з. 1960 г.
5	Сантокская [2]	Нерис (Вилия)	П	109	172	12	—	Сут.	15	7	80					Эн.	ТЭД 1947 г.
6	Турнишкинская . .	»	П	113	196	13	—	Сут.	21	8,3	97					Эн.	ТЭД 1947 г.
7	Ионавская	»	П	173	367	14	165	Сез.	40	16	180					Эн. бн.	ТЭД 1947 г.
8	Каунасская	»	П	180	357	11	—	Сут.	32	10	135					Эн.	ТЭД 1947 г.

[1] Начало списка станций Неманского каскада см. в таблицах Белорусской ССР.
[2] Начало списка станций Вилийского каскада см. в таблицах Белорусской ССР.
* В знаменателе — с учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.

Таблица В

ЛИТОВСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип электростанции	Установленная мощность, тыс. квт	Выемки, тыс. м³: в мягких грунтах	Выемки, тыс. м³: в скальных грунтах	Выемки, тыс. м³: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. м³	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон, тыс. м³: открытый	Бетон и железобетон, тыс. м³: туннельный	Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище: площадь затопления, тыс. га: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. га: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. га: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
3	Каунасская . . .	Неман	П	90	1926	—	2	2790	113	243	—	3,3	5,48	3,87	0,63		8,4	Т. п. 1957 г.
4	Советская	»	П	200	1717	16	—	1787	10	133	—	4,9	7,72	4,8	0,66	1,23	15,2	П. з. 1960 г.

ПРИБАЛТИЙСКИЙ РАЙОН

ЛАТВИЙСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	6,3	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	4	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	3,9	млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	0,8	млрд. *квт·ч*
Строящихся	1,1	млрд. *квт·ч*

Таблица А

ЛАТВИЙСКАЯ ССР

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
	Эксплуатируемые									
4	Кегумская	Даугава (Зап. Двина)	68	390	4	68	390	4		1939*/1945
	Строящиеся									
3	Плявиньская	Даугава (Зап. Двина)	825**	1500	10				1961	

* В знаменателе — после восстановления.

** В 1965 г. на Плявиньской ГЭС были введены в эксплуатацию 5 агрегатов мощностью 412,5 тыс. *квт*.

Таблица Б

ЛАТВИЙСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, м/сек	Расход ГЭС, м³/сек	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. м³ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность тыс. квт: установленная	Мощность тыс. квт: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. квт.ч	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный квт, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 квт.ч коп.	Себестоимость энергии, коп./квт.ч	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Даугавпилская[1] . . .	Даугава (Зап. Двина)	П	473		21,5	500 / 3,4	Сез.	300	59	660		180	5,4		Эн. тр.	С. и. 1959 г.
2	Екабпилская	»	Д	521		15,5	—	Сут.	150	42	490		240	7,3		Эн.	С. и. 1959 г.
3	Плявиньская	»	П	615	1932	40	230 / 1,2	Сут.	825	69	1520	79,4				Эн. тр.	С***
4	Кегумская	»	П	619	560	16,5	—	Сут.	68* / 170	29* / 50	390* / 555	18,2				Эн.	Э***
5	Рижская	»	П	619	4000	16,5	—	Сут.	520	40	745	91,2				Эн.	П. з. 1964 г.
6	Скрундинская . . .	Вента	П	50,2	103	21	100 / 6	Сез.	15	3,3	60,5					Эн. вод.	С. и. 1953 г.
7	Кулдигская	»	П	67,5	126	14	—	Сут.	14	1,1** / 2,7	55** / 59,5					Эн. вод.	С. и. 1953 г.
8	Усть-Абавская . . .	»	П	87	171	8	—	Сут.	10	0,7** / 1,6	38** / 39,5					Эн. вод.	С. и. 1953 г.

[1] Начало списка станций Западно-Двинского каскада см. в таблицах Белорусской ССР.
* В знаменателе — с учетом расширения, для которого и приведены стоимостные показатели.
** В знаменателе — с учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.
*** С учетом уточнения на начало 1966 года.

Таблица В

ЛАТВИЙСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. квт	Выемки, тыс. м³: в мягких грунтах	Выемки, тыс. м³: в скальных грунтах	Выемки, тыс. м³: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. м³	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон, тыс. м³: открытый	Бетон и железобетон, тыс. м³: туннельный	Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище: площадь затопления, тыс. га: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. га: сельхозугодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. га: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
3	Плявиньская .	Даугава (Зап. Двина)	П	825	9057	97	—	4665	400	472	—	10,8	2,43	1,0	1,1	0,21	6,9	П. з. 1961 г.

ПРИБАЛТИЙСКИЙ РАЙОН

ЭСТОНСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	0,7 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	0,5 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	0,05 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	—
Строящихся	—

КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ РСФСР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	0,2 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	0,1 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	0,05 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	0,04 млрд. *квт·ч*
Строящихся	—

Таблица А

КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ РСФСР

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице №	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. 1. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
1	ГЭС № 3 (Калининградэнерго)	Лава	11	30	4	11	30	4		1945
2	ГЭС № 4 (Калининградэнерго)	»	2,8	12	2	2,8	12	2		1945
	Итого (с округлением)		14	42		14	42			

Таблица Б

КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ РСФСР

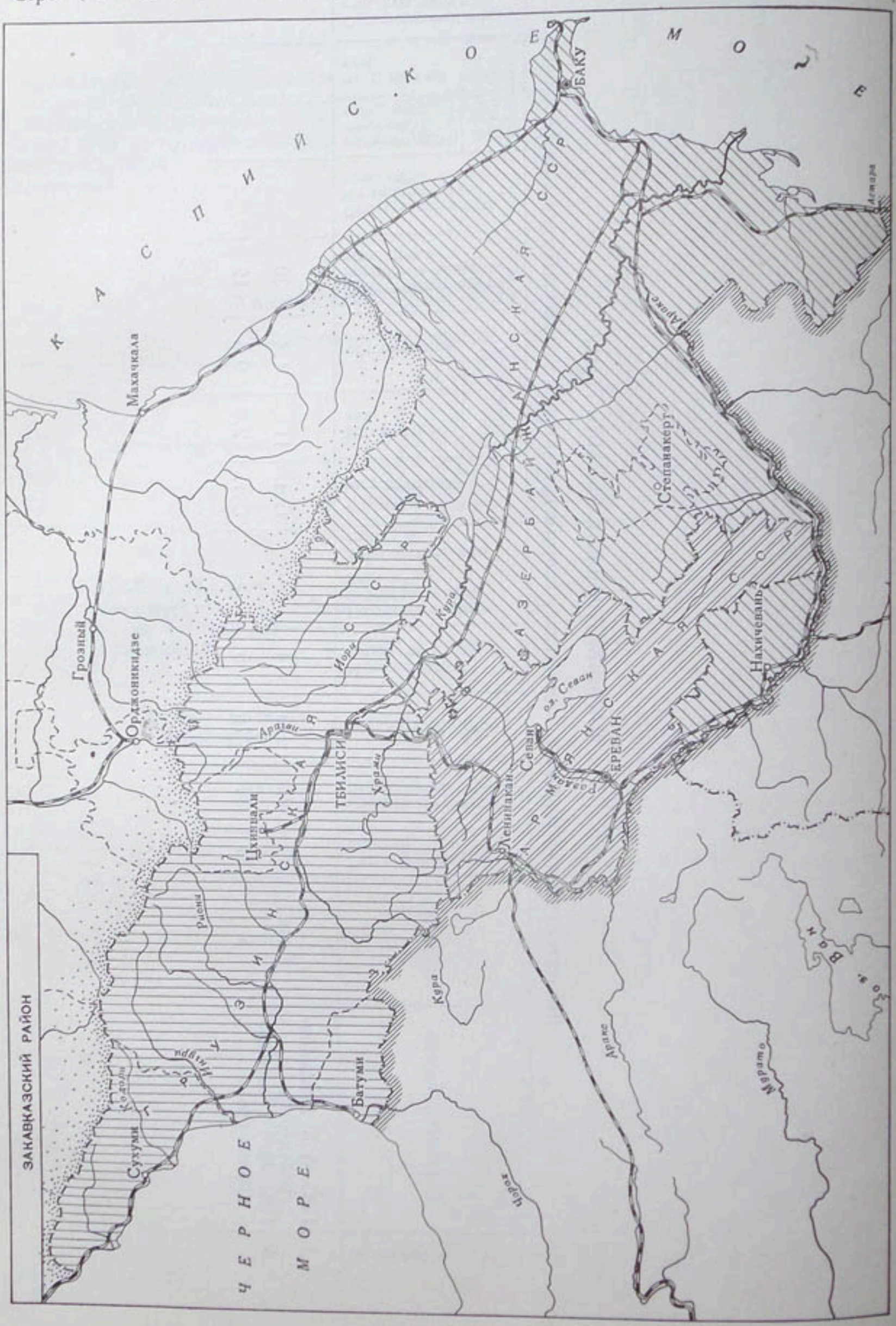
Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$	доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «Э», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный, $квт$., руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	ГЭС № 3 (Калининградэнерго)	Лава	П	32	123	14	—		Сут.	11	1,4	30					Эн.	Э
2	ГЭС № 4 (Калининградэнерго)	»	П	34	75	5	—		Сут.	2,8	0,5	12					Эн.	Э

XV. ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

Грузинская, Азербайджанская и Армянская ССР

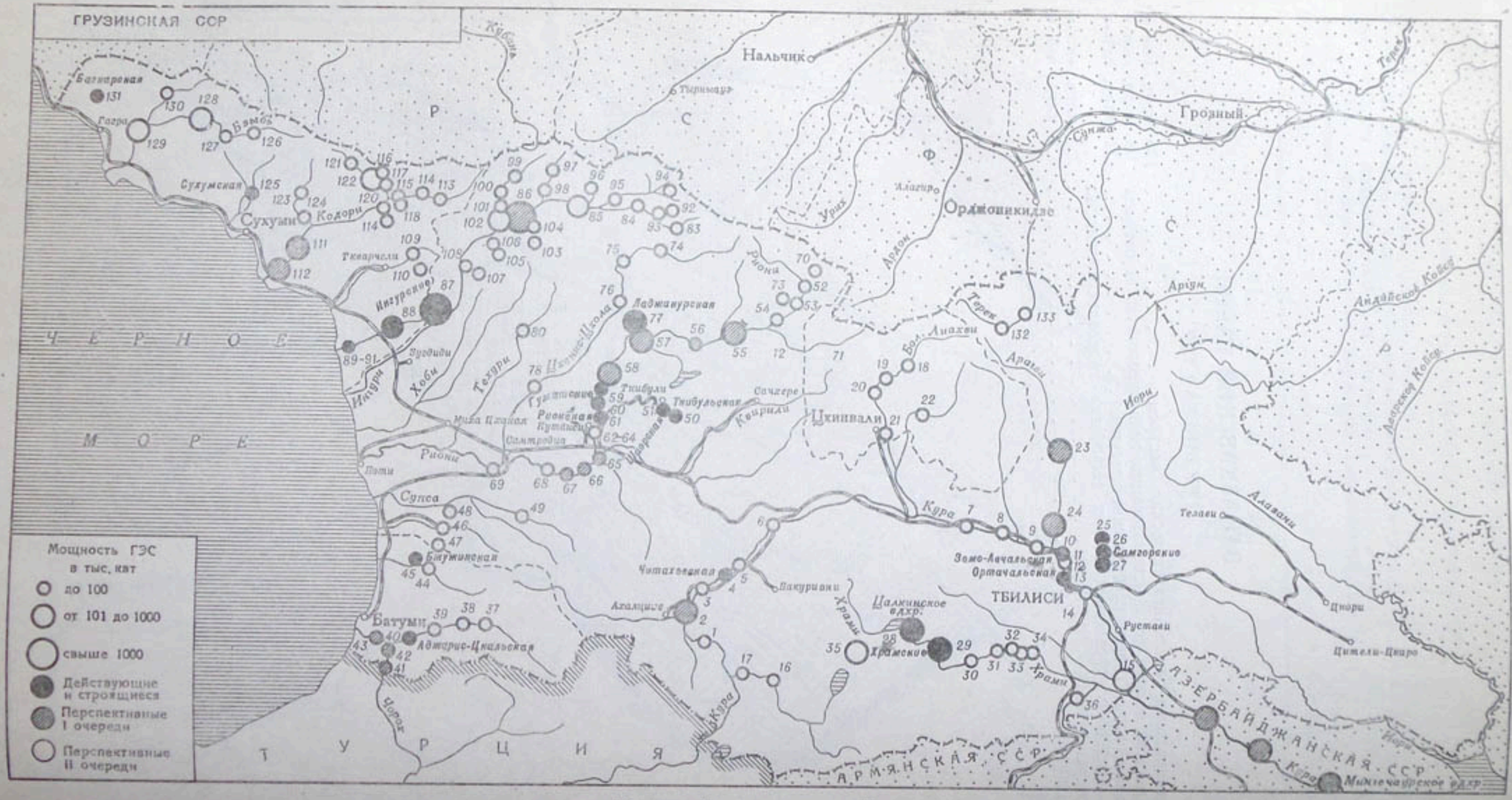
Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	191	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	93	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	45	млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	7,0	млрд. *квт·ч*
Строящихся	5,9	млрд. *квт·ч*



ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

ГРУЗИНСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	136	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	68	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	32	млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	2,8	млрд. *квт·ч*
Строящихся	5,2	млрд. *квт·ч*



К карте Закавказского района

Таблица А

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

ГРУЗИНСКАЯ ССР

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
			Эксплуатируемые							
4	Читахевская	Кура	21	110	3	21	110	3	1946	1949
10	Земо-Авчальская	»	36,8	203	6	36,8	203	6	1922	1927
13	Ортачальская	»	18	87	3	12[1]	58	2	1950	1954
	Самгорские:									
25	Сацхенисская	Самгорский канал (Иори)	14	72	2	14	72	2		
26	Марткобская	То же	3,9	18	1	3,9	18	1	1947	1952
27	Тетрихевская	»	12,4	60	2	12,4	60	2		
28	Храмская № 1	Храми	113,5	217	4**	113,5	217	4**	1935	1948
29	Храмская № 2	»	110	370	2	110	370	2	1954	1963
40	Аджарис-Цкальская	Аджарис-Цкали	16	90	2	16	90	2	1924	1937
45	Бжужинская	Бжужа	12	69	3	12,2*	69	3	1949	1956
50	Ткибульская	Ткибули	80	140	4	80	140	4	1950	1956
51	Шаорская	Диди-Чала	40	120	4	38,4*	120	4	1948	1955
59	Гуматская № 1	Рионн	44	256	4	44	256	4	1951	1958
60	Гуматская № 2	»	22,5	138	3	22,8	138	3	1951	1956
61	Рионская	»	48	253	4	48	253	4	1927	1933
77	Ладжанурская	Цхенис-Цкали	111,6	517	3	112,5*	517	3	1953	1960
125	Сухумская	Гумиста	20,4	105	4	19,1*	105	4	1932	1948
131	Багнарская	Накадули	1,6	13	2	1,6	13	2		1950
	Итого (с округлением)		726	2838		718	2809			
			Строящиеся							
87—91	Ингурские	Ингури	1600	5200	14				1961	

* Фактическая мощность на 1. I. 1966 г.
** В том числе: один агрегат мощностью 0,7 тыс. *квт*.

Таблица Б

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

ГРУЗИНСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Хертвисская	Кура	С	34,8	50	134,5	92	—	55		340		505	8,2	0,23	Эн.	С. и. 1958 г.
2	Агаринская	»	П	54	210	188	1250	Мн.	325		740*1	60	170	7,4	0,1	Эн.	С. и. 1958 г.
3	Зуаретинская	»	Д	54	210	36,7	—	—	65		140		367	17,0	0,64	Эн.	С. и. 1958 г.
4	Читахевская	»	Д	54	60	41	—	—	21	9	110					Эн.	Э
5	Ликанская	»	Д	54	210	50,5	—	—	85		195		485	21,2	0,75	Эн.	С. и. 1958 г.
6	Квишхетская	»	Д	54	210	57,0	—	—	100		220		670	30,4	1,0	Эн.	С. и. 1958 г.
7	Каспинская	»	Д	105	130	71	—	—	65	17,5	300					Эн.	П. с. 1935 г.
8	Ксанская	»	Д	105	130	28	—	—	26	7	120					Эн.	П. с. 1935 г.
9	Армазинская	»	П	124	145	31	15	Сез.	35	9,9	180					Эн.	П. с. 1935 г.
10	Земо-Авчальская . .	»	С	210	235	24,1	1,3	Сут.	36,8	10,5	203					Эн.	Э
11	Дигомская № 1 . . .	»	П	217	235	10,5	—	Сут.	19,5	4,8	102					Эн.	ТЭД 1948 г.
12	Дигомская № 2 . . .	»	П	217	150	10,5	—	Сут.	13,0	4,8	56					Эн.	ТЭД 1948 г
13	Ортачальская [1] . . .	»	П	213	225	10,7	—	Сут.	18	5,8	87					Эн.	Э
14	Саганлугская . . .	»	П	213	150	10,7	—	Сут.	13	5,8	56					Эн.	ТЭД 1948 г.
15	Джандарская [2] . . .	»	Д	213	260	55	—	—	102	30	615					Эн.	П. с. 1935 г.
16	Параванская № 1 . .	Паравани	Д	10	12	254	160 / 50	Мн.	22	22*2	88*2					Эн.	ТЭД 1949 г.
17	Параванская № 2 . .	»	Д	16	16	345	—	—	45	45	232					Эн.	ТЭД 1949 г.
18	Царитская	Большая Лиахва	С	8,8	13	140	—	—	13	2,1	62					Эн.	П. с. 1935 г.
19	Боргнинская	То же	С	12	17	200	—	—	24	4,3	113					Эн.	П. с. 1935 г.
20	Кехвинская	» »	С	22	29	80	—	—	16	2,7	77					Эн.	П. с. 1935 г.

[1]

21	Цхинвальская . . .	» »	Д	22	35	120	—	—	26	5	115					Эн.	П. с. 1935 г.
22	Белотинская	Малая Лиахва	Д	3,5	6,4	240	—	—	10,3	2	54					Эн.	П. с. 1935 г.
23	Жинвальская	Арагви	С	43	120	170	525 / 38	Сез.	130	67	455*3 / 476	74,5				Эн.	С. и.** 1961 г
24	Мцхетская	»	Д	46,7*4 / 30,2	120	135	—	—	130	67	352	22,0	166	6,0	0,15	Эн.	С. и. 1961 г.
25	Сацхенисская	Самгорский канал (Иори)	Д	—	13	130	—	—	14	2	72					Эн. ир.	Э
26	Марткобская	То же	Д	—	13	36	—	—	3,9	0,6	18					Эн. ир.	Э
27	Тетрихевская . . .	» »	Д	—	13	117	—	—	12,4	1,8	60					Эн. ир.	Э
28	Храмская № 1 . . .	Храми	Д	9,8	36	420	228 / 74	Мн. и Сут.	113,5	30	217	26,6	170	8,8	0,32	Эн.	Э
29	Храмская № 2 . . .	»	Д	16	43	330	—	Сут.	110	110	370	45,8	381	11,3	0,36	Эн.	Э
30	Храмская № 3 . . .	»	Д	21,7	60	200	—	Сут.	100		372*5					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
31	Арухло	»	Д		60	90	—	—	51		196*5					Эн. ир.	ТЭД 1955 г.
32	Шулаверн № 1 . . .	»	Д		60	35	—	—	18		55*5					Эн. ир.	**
33	Шулаверн № 2 . . .	»	Д		60	35	—	—	18		55*5					Эн. ир.	**
34	ГЭС у Красного Моста	»	П		60	70	—	—	34		107*5					Эн. ир.	**
35	Нардеванская [3] . . .	Переброска Паравани в р. Храми	Д	7,6*8	35	553	390 / 162	Мн. и Сут.	140	62	525*9		200	5,3	0,09	Эн.	ТЭД 1949 г.
36	Шаумянская [4]	Дебет	Д	33	72	116	—	—	58	9,1	219		364	9,6	0,36	Эн.	С. и. 1957 г.

[1] На Ортачальской ГЭС в 1959 г. были демонтированы 2 агрегата по 6 тыс. *квт*; в настоящее время установленная мощность ее составляет 12 тыс. *квт* и выработка энергии 58 млн. *квт·ч*.

[2] Продолжение списка гидроэлектростанций Куринского каскада см. в таблицах Азербайджанской ССР.

[3] Гидроэлектростанция использует воду рек Бугдашени и Паравани. Системой водоводов вода направляется в оз. Сагамо, а оттуда перекачивается в оз. Паравани, затем туннелем через водораздел направляется в бассейн р. Храми. Отводящий канал ГЭС сбрасывает воду в водохранилище Храмской ГЭС. № 1.

[4] Начало списка станций Дебетского каскада см. в таблицах Армянской ССР.

*1 Выработка электроэнергии показана с учетом влияния на расположенные ниже ГЭС.

*2 Выработка энергии Параванских ГЭС дана с учетом переброски части стока р. Паравани на Храмский склон.

*3 В знаменателе — выработка электроэнергии с учетом влияния на весь каскад.

*4 В знаменателе — расход после отъема на ирригацию и водоснабжение.

*5 При наличии Нардеванской ГЭС.

*6 С учетом уточнения на начало 1966 г.

*7 По материалам Энергетического института АН Груз. ССР.

*8 Показан среднегодовой расход, перебрасываемый в бассейн р. Храми.

*9 Выработка электроэнергии включает в себя собственно выработку Нардеванской ГЭС — 180 млн. *квт·ч* за вычетом потерь энергии на насосных и на ГЭС Куринского каскада и увеличение выработки энергии на Храмских ГЭС № 1 и № 2 (190 и 155 млн. *квт·ч*).

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
37	Цхмоорисская . . .	Аджарис-Цкали	Д	39	35	41	—	—	10,8	6,4	74					Эн.	П. с. 1935 г.
38	Абукетская	То же	Д	40	38	36	—	—	10,8	5,6	70					Эн.	П. с. 1935 г.
39	Сагоретская	» »	Д	45	42	45	—	—	11	7,5	75					Эн.	П. с. 1935 г.
40	Аджарис-Цкальская	» »	Д	60	45	44	—	—	16	8,5	90					Эн.	Э
41	Чорохи № 1	Чорохи	П		350	19	—	Сут.	54		330					Эн.	С. и. 1955 г.
42	Чорохи № 2	»	Д		350	16	—	Сут.	47,5		275					Эн.	С. и. 1955 г.
43	Чорохи № 3	»	Д		350	16	—	Сут.	47,5		275					Эн.	С. и. 1955 г.
44	Цхемлованская . . .	Кинтриши	Д	5,8	6,7	260	—	—	13,4	5,9	83					Эн.	П. с. 1939 г.
45	Бжужинская	Бжужа	Д	4,9	5,25	302	—	—	12	2,8	69					Эн.	Э
46	Вакисджварская . .	Натанеби	Д	4,3	9*1	408	—	Сут.	27	8*1	155*1					Эн.	П. з. 1943 г.
47	Бахвинская	»	Д		9*1	240	—	—	16	4,7*1	95*1					Эн.	ТЭД 1943 г.
48	Корбудская[1]	Бахвис-Цкали	Д	3,8	7,5	545	—	Сут.	30	5	130					Эн.	П. з. 1945 г.
49	Хцисская	Супса	Д	5,4	7,2	286	—	—	15	2,2	85					Эн.	П. с. 1940 г.
50	Ткибульская	Ткибули	Д	3,3*2 / 7,4	34	310	65 / 28	Сез.	80	80	140					Эн.	Э
51	Шаорская	Диди-Чала	С	4,1	10	538	70 / 56	Сез. и Сут.	40	15	120					Эн.	Э
52	Глолская	Риони	С	20,6*3	44*3	186	245 / 38	Сез.	48		244*4 / 613					Эн.	С. и. 1952 г.
53	Накиетская	»	Д	25,4*3	25	237	—	Сут.	41		232*5 / 342					Эн.	С. и. 1952 г.
54	Онийская	»	Д	40,2*6	50*6	132	—	Сут.	40		208*5 / 255					Эн.	С. и. 1952 г.
55	Сорская	»	С	72,5*7	100	166	445 / 20	Сез.	127		682*5 / 690					Эн.	С. и. 1952 г.

56	Садмельская	Риони	Д	77	80	95	—	Сут.	54		308*8 / 438						Эн.	С. и. 1952 г.
57	Ладжанурская № 2	»	Д	89*8	100	149	—	Сут.	111		529*8 / 720						Эн.	С. и. 1952 г.
58	Намахванская . . .	»	С	170*9	230	160	428 / 8,6	Сез.	312	140	1715*10 / 1760	115,2 (360)					Эн.	П. з.*11 1958 г.
59	Гуматская № 1 . . .	»	П	170*9	214	26	13,1 / 0,2	Сут.	44	44	256	30	363	6,1	0,21	Эн.	Э
60	Гуматская № 2 . . .	»	Д	—	214	14,8	—	—	22,8	22,8	138					Эн.	Э
61	Рионская	»	Д	170*9	100	65,4	—	Сут.	48	14	253					Эн.	Э
62	Кутаисская № 1 . .	»	Д	131	60	15	—	Сут.	9,6	4	48					Эн.	С. и. 1952 г.
63	Кутаисская № 2 . .	»	П	131	60	20	—	—	10,85	5	65					Эн.	С. и. 1952 г.
64	Кутаисская № 3 . .	»	П			14	—	—	11,2		37					Эн.	С. и. 1952 г.
65	Варцихская № 1 . .	»	Д	238	350	16,7	—	Сут.	42,5	10	250							
66	Варцихская № 2 . .	»	Д	238	350	16,7	—	Сут.	42,5	10	250	70 (170)	283	4,8	0,1	Эн.	П. з.*11 1955 г.
67	Варцихская № 3 . .	»	Д	238	350	16,7	—	Сут.	42,5	10	250							
68	Варцихская № 4 . .	»	Д	238	350	16,7	—	Сут.	42,5	10	160					Эн.	П. з. 1955 г.
69	Нижне-Рионская . .	»	С	280	300	21	–	—	51		348*12 / 410					Эн.	С. и. 1952 г.
70	Глолская	Чанчахи	Д	5,7	9	190	—	—	11	1,9	53					Эн.	П. с. 1935 г.
71	Джоджорская № 1	Джоджора	С	8,5	8,5	190	73 / 28	Сез. и Сут.	12	9,7	97					Эн.	П. с. 1935 г.
72	Джоджорская № 2	»	Д	8,8	8,9	300	—	—	20	19,2*13	171*13					Эн.	П. с. 1935 г.
73	Сакаоская	Сакреули	Д	5	7,6	190	—	—	10	1,9	53					Эн.	П. с. 1935 г.
74	Орбельская	Цхенис-Цкали	Д	22	15	547	—	Сез.	66		423					Эн.	П. с. 1952 г.

[1] Через деривацию Корбудской ГЭС сток р. Бахвис-Цкали перебрасывается в р. Натанеби.

*1 С учетом переброски стока р. Бахвис-Цкали в р. Натанеби через деривацию Корбудской ГЭС. На стоке р. Натанеби гидроэлектростанции будут иметь: Вакисджварская — обеспеченную мощность 3,3 тыс. *квт* и выработку 65 млн. *квт·ч*, Бахвинская — обеспеченную мощность 1,9 тыс. *квт* и выработку 38 млн. *квт·ч*.

*2 В знаменателе — суммарный расход рек Ткибули и Диди-Чала. Сток р. Диди-Чала переброшен через деривацию Шаорской ГЭС в водохранилище Ткибульской ГЭС.

*3 Суммарный расход рек Риони и Чанчахи, используемый на этой ГЭС.

*4 В знаменателе — выработка с учетом влияния на весь каскад.

*5 В знаменателе — при наличии расположенных выше водохранилищ.

*6 Суммарный расход рек Риони и Джоджоры, используемый на этой ГЭС.

*7 Суммарный расход рек Риони и Лухунис-Цкади, используемый на этой ГЭС.

*8 В знаменателе — при наличии расположенных выше водохранилищ.
Суммарный расход рек Риони, Цхенис-Цкали и Ладжанури, используемый на этой ГЭС. По материалам энергетического института АН Грузинской ССР, вместо Садмельской и Ладжанурской ГЭС № 2 предлагается сооружение Зогиши ГЭС.

*9 Суммарный расход рек Риони и Цхенис-Цкали, используемый на этой ГЭС.

*10 В знаменателе — с учетом дополнительной выработки на Рионской и Гуматских ГЭС.

*11 С учетом уточнения на начало 1966 г.

*12 В знаменателе — с учетом расположенных выше водохранилищ.

*13 С учетом регулирования стока в водохранилище лежащей выше ГЭС.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
75	Лентехская	Цхенис-Цкали	С	55	40	100	60	Сез.	30		205*1 / 300					Эн.	П. с. 1952 г.
76	Цагерская	То же	Д	58,5		175	540 / 29,3	Сез.	100		600	26	250	4,2	0,08	Эн.	П. с. 1961 г.
77	Ладжанурская[1] . . .	» »	Д	68,4	100	135	18 / 0,8	Сут.	111,6		517	48,3	370	7	0,12	Эн.	Э
78	Твишская[2]	» »	С	77,2	40	122	390	Сез.	40		210*1 / 523					Эн.	П. с. 1952 г.
79	Чхороцкая	Техури	Д	10	7,5	180	—	—	10	2,6	67					Эн.	П. с. 1935 г
80	Хопинская № 1 . . .	Хопи	Д	4,8	6,4	385	—	—	18	5,6	105					Эн.	П. с. 1935 г.
81	Хопинская № 2 . . .	»	Д	11	15	340	—	—	38	12	224					Эн.	П. с. 1935 г.
82	Мухуринская . . .	»	Д	15	20	245	—	—	32	10	189					Эн.	П. с. 1935 г
83	Ипаринская	Ингури	Д	5,15	9,7	270	—	—	20	2,2	97					Эн.	С. и. 1961 г.
84	Латалинская	»	Д	16,8	30	270			60		293					Эн.	С. и. 1961 г.
85	Паринская	»	С	55,8	100	160			128		570					Эн.	С. и. 1961 г.
86	Тобарская	»	Д	101	250	560	507 / 16	Сез.	1000	400	3600	190 (650)				Эн.	С. и.*4 1961 г.
87—91	Ингурская	»	С					Сез.	1600	490*2 / 632	5200	458,1 (1632)				Эн.	С*4
	В том числе:																
87	Ингурская	»	С	155	460	410	656 / 14	Сез.	1300		4200						С
88	Перепадная № 1 . .	Отводящий канал Ингури ГЭС		166	430	70			204		670						

89—91	Перепадные № 2—4	То же		166	430	3×10			96 (3×32)		330 (3×110)						
92	Халдесская	Халдес-Чала	Д	2,4	4,5	285			10	0,8	44					Эн.	П. с. 1935 г.
93	Адишская	Адиш-Чала	Д	3,9	6,9	290			14	2	65					Эн.	П. с. 1935 г.
94	Мульхринская № 1	Мульхра	Д	9,4*3	17	450			62	5,5	280					Эн.	П. с. 1935 г.
95	Мульхринская № 2	»	Д	9,9	18	180			23	2	103					Эн.	П. с. 1935 г.
96	Долринская	Долра	Д	8	15	676			75	6,1	330					Эн.	П. с. 1935 г.
97	Накринская № 1 . .	Накра	Д	6,8	12	585			50	9	250					Эн.	П. с. 1935 г.
98	Накринская № 2 . .	»	Д	8,5	15	310			23	5,9	161					Эн.	П. с. 1935 г.
99	Ненскринская № 1	Ненскра	Д	3,7	6,4	310			16,4	2,6	80					Эн.	П. с. 1935 г.
100	Ненскринская № 2	»	Д	10,4*5	18	470	—	—	56	9,9	294					Эн.	П. с. 1935 г.
101	Лецперинская . . .	»	Д	19*6	31	210	—	—	45	7,2	214					Эн.	П. с. 1935 г.
102	Тобарская	»	Д	34	34	400	—	—	110	16	530					Эн.	П. с. 1935 г.
103	Лешнурская	Лешнури	Д	4*7	7	495	—	—	27	4,3	96					Эн.	П. с. 1935 г.
104	Хумпрерская	Хумпрери	Д	8,5	15	490	—	—	52	8,1	248					Эн.	П. с. 1935 г.
105	Каслетская[3]	Каслет	Д	2,1	4	475	—	—	15	1,5	65					Эн.	П. с. 1935 г.
106	Урашская	Ураши	Д	4,7*8	9	390	—	—	26	2,8	119					Эн.	П. с. 1935 г.
107	Тхеишинская	Тхеиши	Д	7,1	13	270	—	—	28	2,7	127					Эн.	П. с. 1935 г.
108	Хапшинская	Хапши	Д	9,4	18	280	—	—	36	3,7	170					Эн.	П. с. 1935 г.
109	Ормелетская	Дарчи	Д	6,2*9	11	280	—	—	25	3,9	125					Эн.	П. с. 1935 г.
110	Тотенская	Ларакваква	Д	12*10	20	655	—	—	99	16	482					Эн.	П. с. 1935 г.
111	Багадская	Кодори	П	99,5	140	255	780 / 25	Сез.	230		1415*11 / 1560					Эн.	*12
112	Келасурская	»	Д	131	175	145	—	—	175		1145					Эн.	*12

[1] Переброска стока в р. Рионн выше Намахванской ГЭС. ГЭС использует также 10,6 *м³/сек* стока р. Ладжанури. От переброски стока увеличивается обеспеченная мощность и выработка гидроэлектростанций Рионского каскада на 77 млн. *квт·ч*.

[2] Суммарный расход рек Цхенис-Цкали и Джанаула; ГЭС на переброске остаточного стока р. Цхенис-Цкали в р. Рионн (после ввода в действие Ладжанурской ГЭС № 1).

[3] Сток р. Каслет перебрасывается через деривацию гидроэлектростанции в р. Ураши.

*1 В знаменателе — при работе в каскаде.

*2 В числителе — до ввода Тобари ГЭС, в знаменателе — при работе в каскаде.

*3 Суммарный расход рек Мульхры и Твибер, используемый на этой ГЭС.

*4 С учетом уточнения на начало 1966 г.

*5 Суммарный расход р. Ненскры и рек Цхвандир и Окрила, используемый на этой ГЭС.

*6 Суммарный расход р. Ненскры и рек Тита и Марга, используемый на этой ГЭС.

*7 Суммарный расход рек Лешнури и Лайлы, используемый на этой ГЭС.

*8 Суммарный расход рек Каслет, Ураши, Цхик и Булопша, используемый на этой ГЭС.

*9 Суммарный расход рек Дарчи и Лахами, используемый на этой ГЭС.

*10 Суммарный расход рек Ларакваква, Лахами и Дарчи, используемый на этой ГЭС.

*11 В знаменателе — с учетом влияния на лежащие ниже ГЭС.

*12 По проработкам Энергетического института АН Груз. ССР 1958 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
113	Секенская № 1 . . .	Секен	Д	6,2	9,3	345	—	—	24	4	124					Эн.	П. с. 1935 г
114	Секенская № 2 . . .	»	Д	8,7	13	225	—	—	20	3,4	102					Эн.	П. с. 1935 г
115	Секенская № 3 . . .	»	Д	13	19	180	—	—	33	4,7	160					Эн.	П. с. 1935 г
116	Гвандрская № 1 . .	Гвандра	Д	6,8	11	260	—	—	21	2,6	97					Эн.	П. с. 1935 г
117	Гвандрская № 2 . .	»	Д	15	13	180	—	—	23	3,2	107					Эн.	П. с. 1935
118	Дранданская	Хецквари	Д	38*1	58	210	—	—	80	10	396					Эн.	П. с. 1935
119	Брамбинская № 1 . .	Брамба	Д	6,4	10	327	—	—	25	4,2	125					Эн.	П. с. 1935
120	Брамбинская № 2 . .	»	Д	8	12	120	—	—	10,5	1,8	54					Эн.	П. с. 1935
121	Чхалтинская № 1 . .	Чхалта	Д	14	20	365	—	—	51	5,3	271					Эн.	П. с. 1935
122	Чхалтинская № 2 . .	»	Д	26	36	475	—	—	130	13,3	684					Эн.	П. с. 1935
123	Джампалская . . .	Джампал	Д	8,8*2	13	260	—	—	26	4	141					Эн.	П. с. 1935
124	Амтхельская	Амтхел	Д	8,8	13	145	—	—	14	2,1	76					Эн.	П. с. 1935
125	Сухумская	Гумиста	Д	11	10	232	—	Сут.	20,4	6	105					Эн.	Э
126	Грибзанская	Бзиби	Д	13,7	15	355	—		40	7	230		139,6	2,4	0,08	Эн.	С. и. 1961
127	Мукуразская	»	Д	22,4	25	351	—		68	10	400		126,4	2,1	0,06	Эн.	С. и. 1961
128	Пшицкая[1]	»	П	46,8	250	300	860 / 58	Мн.	430	170	970		174	9,3	0,15	Эн. тур.	С. и. 196
129	Бзибская[2]	»	П	53,2	195	165	—	Сез.	180*3 / 270	63*3 / 107	610*3 / 620		208	9,2	0,19	Эн. тур.	П. з 1961 г.
130	Юпшаринская . . .	Юпшара (с использованием стока р. Гега)	Д	11,5	15	277	—	—	34	5	160		79,9	1,68	0,09	Эн.	С. и. 196

131	Багнарская	Накадули	Д	1,2	1,2	195	—	Сут.	1,6	0,6	13					Эн.	Э
132	Кобийская	Терек	С	10	12	190	19/6	Сез.	17	5,7	84					Эн.	П. с. 1938 г.
133	Андезитская	»	С	10	17	196	17/5	Сез.	24	8	133					Эн.	П. с. 1938 г.

Вариант переброски части стока р. Сулак в р. Алазани [3]

Цокалто	Переброска части стока р. Сулак (Тушетис-Алазани)	П	25	30,7	140	323/41	Мн.	42,3		353						
Торгва	То же	Д	27,1	31,5	788			205		1553						
Пшавели	» »	Д	31,1	34,2	295			80		646						
Шакризни	» »	Д	39	42,2	126			43,2		349						
Цнори	Алазани	Д	60	65	163			42,2		340					Эн.	С. и. 1958 г.
Анага	»	Д	60	65				34,3		277					Эн.	С. и. 1958 г.
Тахота	Переброска части стока р. Сулак (Джурмут)	С	28,7	40,5	210	370/41	Мн.	69		353						
Гуджарети	То же	Д	34,6	43	772			274		2068						
Лагодехи	» »	Д	36	45	562			218		1478						
Шеэртеба	» »	С	36	46	115	Б. С. Р. 10/0,9	Сез.	41,2		289					Эн.	С. и. 1958 г.

380	4,7	0,123			
280	4,0				

[1] При определении удельных капиталовложений дополнительный агрегат (90 тыс. *квт*) Бзиби ГЭС отнесен к Пшицкой ГЭС, как результат ее влияния.
[2] В схеме использования р. Бзиби предусматривается переброска стока рек Гега и Юпшара в водохранилище Бзиби ГЭС, эта переброска увеличит гарантированную мощность на 12 тыс. *квт* и выработку на 140 млн. *квт·ч*.
[3] При осуществлении переброски части стока р. Сулак в р. Алазани увеличивается мощность и выработка на Алазанском каскаде ГЭС. По Тушетской переброске — соответственно на 29,3 тыс. *квт* и 147 млн. *квт·ч*, по Джурмутской переброске — на 40,6 тыс. *квт* и 200 млн. *квт·ч*.
*1 Суммарный расход рек Секен, Гвандры и Птыш, используемый гидроэлектростанцией.
*2 Суммарный расход р. Джампал и р. Амтхел, сток которой перебрасывается в р. Джампал.
*3 В знаменателе — после сооружения Пшица ГЭС.

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

Таблица В

ГРУЗИНСКАЯ ССР

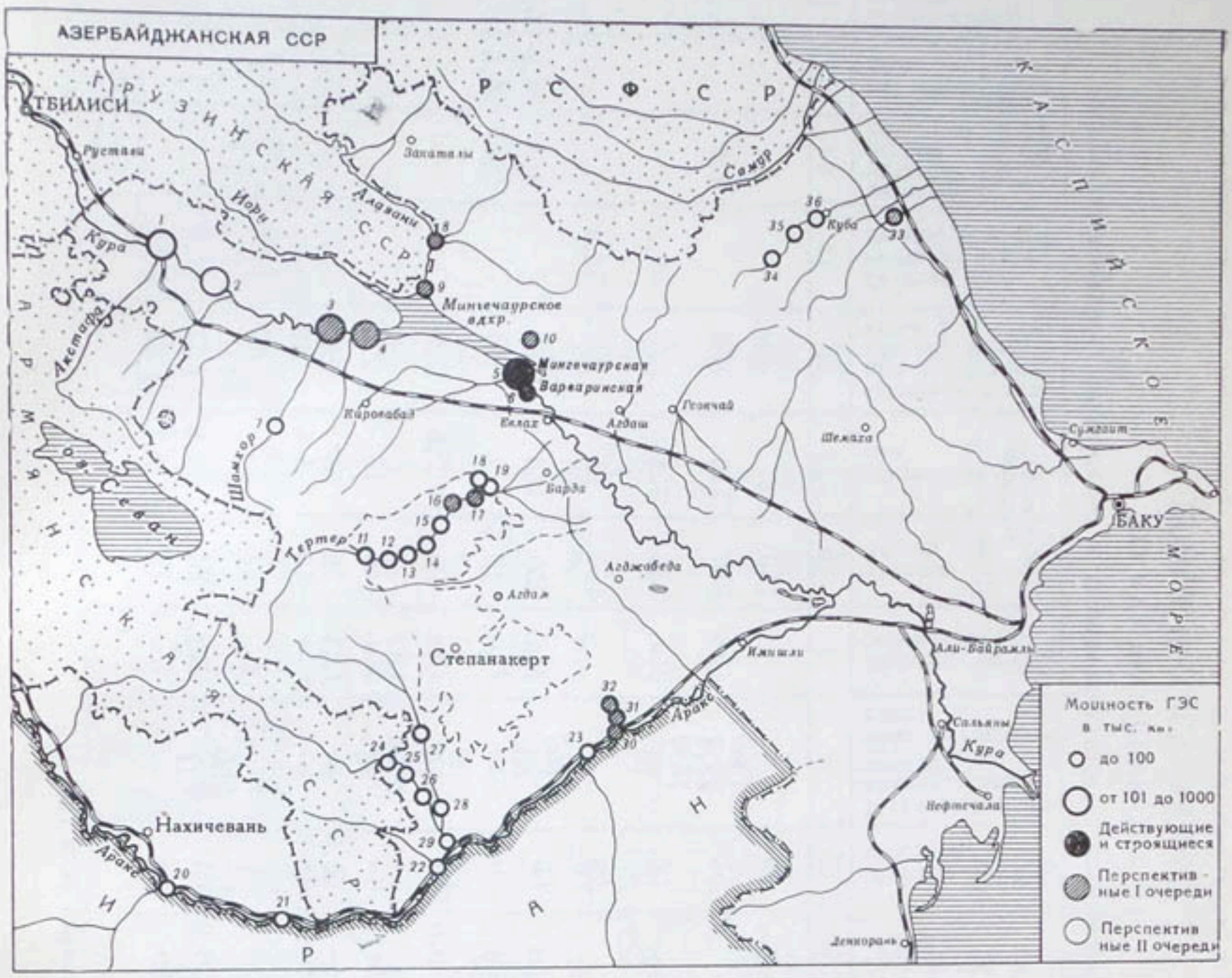
Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. квт	Выемки, тыс. м³			Насыпи мягкого грунта, тыс. м³	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон, тыс. м³		Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. га: общая	с/х угодий	лес	число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
4	Читахевская	Кура	Д	21	320	82	87	54	7	46	42	1,8						О. д.
10	Земо-Авчальская	»	С	36,8	1100	387	—	284	—	145	—	3,2						О. д.
25–27	Самгорские (3 ГЭС)	Самгорский канал (Иори)	Д	30	87	4	—	21	—	26	—	1,5						Т. п. 1947 г.
28	Храмская № 1	Храми	Д	113,5	2360	—	185	71	97	184	136	14	3,4	1,0		1,27		О. д.
29	Храмская № 2	»	Д	110	256	44	387	105	—	58	140	1,5	—	—	—	—	—	Т. п. 1955 г.
40	Аджарис-Цкальская	Аджарис-Цкали	Д	16	248	38	89	31	31	80	42	0,7						О. д.
45	Бжужинская	Бжужа	Д	12	183	38	20	7	1	15	10		—	—	—	—	—	П. з. 1954 г.
46	Вакисджварская	Натанеби	Д	27	297	37	47	54	2,5	30	22	2,1						П. з. 1943 г.
48	Корбудская	Бахвис-Цкали	Д	30	360	34	37	88	1	50	19	2,5						П. з. 1945 г.
50	Ткибульская	Ткибули	Д	80	415	126	51	960	64	60	—	3,3	1,37	0,81	0,34	0,01	3,4	Т. п. 1960 г.
51	Шаорская	Диди-Чала	С	40									1,25	1,23	0,02			О. д.
58	Намахванская	Риони	С	312	421	477	622	1287	5426	83	113	3,4	1,22	0,31	0,66	0,22	16,9	П. з. 1958 г.
59	Гуматская № 1	»	П	44														
60	Гуматская № 2	»	Д	22,8	989	453	—	224	33	278	—	1,9						Т. п. 1953 г.
61	Рионская	»	Д	48	2320	500	189	350	—	200		2,2						О. д.
65	Варцихская № 1	»	Д	42,5														
66	Варцихская № 2	»	Д	42,5	7000	1300	—	5000	600	360	—	2,9	0,51	0,22		0,04		П. з. 1955 г.
67	Варцихская № 3	»	Д	42,5														
77	Ладжанурская	Цхенис-Цкали	Д	111,6	634	262	372	658	20	138	92	3,3	0,14	0,14		0,15	1,1	Т. п. 1954 г.
87–91	Ингурская[1]	Ингури	С	1632	9214	5950	2680	2486	81	2670	385	31,8	2,37	0,61	1,56	0,296	10,6	П. з. 1960 г.
125	Сухумская	Гумиста	Д	20,4	30	87	33		2	50	10	1,2						Т. п. 1945 г.
129	Баибская	Бзиби	П	270	481	1673	68	44	42	1115	17	1,76	0,6		0,6		0,16	П. з. 1961 г.
131	Багнарская	Накадули	Д	1,6	37	7	8	8	15	4	2	0,22						Т. п. 1948 г.

[1] Сведения по объемам работ и по водохранилищам приведены суммарные по Ингурской ГЭС и Перепадным № 1—4.

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы . . . . . 37 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы 16 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы . . . . . 7,6 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:
Эксплуатируемых . . . . . 1,5 млрд. *квт·ч*
Строящихся . . . . . —



К карте Закавказского района

Таблица А

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ССР
Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту: установленная мощность, тыс. *квт*	По проекту: выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	По проекту: число турбин	Введено на 1. I. 1966 г.: мощность, тыс. *квт*	Введено на 1. I. 1966 г.: выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	Введено на 1. I. 1966 г.: число турбин	Год начала строительства	Год ввода первой турбины
5	Мингечаурская . . .	Кура	359	1360	6	359	1360	6	1945	1953
6	Варваринская	»	16,5	97	3	16,5	97	3	1952	1956
	Итого (с округлением) . .		376	1457		376	1457			

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ССР

Таблица Б

Показатели действующих, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек.$	Расход ГЭС, $м^3/сек.$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, $млн.\ м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, коп./$квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Пойлинская	Кура	П	308		20			120		300					Эн. ир.	П. с. 1961 г
2	Кирзанская	»	П	308		54	1300 / 13,4	Сез.	350	119	850		112		0,10	Эн. ир.	П. с. 1961 г
3	Шамхорская	»	П	308		55	1500 / 19	Мн.	340	138	870	97,2				Эн. ир.	П. с 1961 г.*
4	Еникендская	»	П	308		23			150	65	395	38,1				Эн. ир.	П. с. 1961 г.*
5	Мингечаурская . . .	»	П	397	780	65	7500 / 60	Мн.	359	159	1360		168	4,3	0,16	Эн. ир.	Э
6	Варваринская	»	П	397	369	6,2	—	Сут.	16,5	7	97		320	5,5	0,25	бн. Эн. ир.	Э
7	Барсумская	Шамхор-Чай	С	9,3	9,6	254	39 / 13	Сез.	20	9,3	120					Эн.	П. с. 1935
8	Алазанская № 1 . .	Алазань	П	100	150	40	2200 / 70	Мн.	48	18	225					Эн.	П. з. 1953
9	Алазанская № 2 . .	»	С	100	150	66,5	—	Сут.	75	38*	350*					Эн.	ТЭД 1961 г
10	Верхне-Ширванская	Верхне-Ширванский канал	Д		40	36	—	—	10	1,6	40					Эн.	П. з. 1947
11	Ванкская	Тертер	П	14,3	30	100	50 / 11	Сез.	24	4,8	87					Эн.	С. н. 1952
12	Баглыпайская . . .	»	Д	14,3	30	70	—	—	16	3,1	64					Эн.	С. н. 1952

* С учетом регулирования стока в водохранилище лежащей выше ГЭС.
** С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карт	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии коп./*квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
13	Чаректарская	Тертер	П	14,3	20	110	50 / 11	Сез.	18	5,9	96					Эн.	С. и. 1952 г.
14	Атеркская	То же	Д	14,3	20	112	—	—	17	5,9	106					Эн.	С. и. 1952 г.
15	Загликская	»	Д	14,3	20	53	—	—	18	2,6	49					Эн.	С. и. 1952 г.
16	Тертерская № 1 . .	»	П	16,7	47	106	364 / 70	Мн.	50	8	98		130	3,9	0,12	Эн. нр.	С. и. 1952—1959 гг.
17	Тертерская № 2 . .	»	С	20	47	210	—	Сут.	75	26	252		240	7,1	0,15	Эн. нр.	С. и. 1952—1959 гг.
18	Турагайчайская . . .	Турагай-Чай	Д	3,2	6,2	225	—	—	11	2,3	44					Эн.	П. с. 1935 г.
19	Гасанкайская	Карабахский канал (Тертер)	Д		40	50	—	—	16	7,5	84					Эн.	П. с. 1942 г.
20	Джугская	Аракс	Д	144	105	43	—	—	37	29	208					Эн. нр.	П. с. 1942 г.
21	Ордубадская	То же	Д	144	105	73	—	—	64	50	358					Эн. нр.	П. с. 1942 г.
22	Агбентская[1]	»	Д	155	120	41	—	—	40	29	214					Эн. нр.	П. с. 1942 г.
23	Маральянбадская . .	»	Д	220	220	35	—	—	62	34	400					Эн. нр.	П. с. 1935 г.
24	Гельджикская[2] . . .	Воротан	Д	22	36	104	—	—	28		120					Эн.	С. и. 1935 г.
25	Бахтиярлинская . .	»	С	22	45	185	200 / 29	Сез.	65		193					Эн. нр.	С. и. 1955 г.
26	Гилиджанская . . .	»	Д	23	45	76	—	—	23		85					Эн.	С. и. 1955 г.
27	Забухчайская	Акера	С	8,6	11	150	208 / 8	Сез.	11,9	6,3	64					Эн.	П. с. 1935 г.
28	Подарская	»	Д	16	16	101	—	Сез.	10,7	5,5	70					Эн.	П. с. 1935 г.
29	Акеринская	»	Д	19	19	157	—	Сез.	17,8	9,2	120					Эн.	П. с. 1935 г.
30	ГЭС № 1	Аракс (Мильский канал)	Д	125	120	77	—	—	78		446		375	5,5	0,109	Эн. нр.	С. и. 1959 г.
31	ГЭС № 2	То же	Д	125	120												

[1] Список гидроэлектростанций, расположенных между Ордубадской и Агбентской станциями, см. в таблицах Армянской ССР.
[2] Начало списка станций Воротанского каскада см. в таблицах Армянской ССР.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$	доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, коп/$квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
										установленная	обеспеченная			на один установленный $квт$, руб.	на 1 $квт \cdot ч$, коп.			
1	2	3	4	5	6	7	8		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
32	ГЭС № 3	Аракс (Мильский канал)	Д	125	120	53	—		—	52		276		225	4	0,106	Эн. ир.	С. и. 1959 г.
33	Самур-Дивичинская	Самур-Дивичинский канал	Д	—	24	75	—		—	15,2	7,0	94					Эн.	Т. п. 1941 г.
34	Кудиалская	Кудиал-Чай	С	3	3,7	383	36	38	Мн.	10	4,8	74					Эн.	П. с. 1935 г.
35	Казмакрызская . . .	»	Д	5,6	5,6	540	—		—	23	20*	191*					Эн.	П. с. 1935 г.
36	Купчалская	»	Д	6,6	6,6	310	—		—	15	12*	120*					Эн.	П. с. 1935 г.

* С учетом регулирования стока в водохранилище лежащей выше ГЭС.

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ССР

Таблица В

Объемы работ и сведения о водохранилищах по действующим, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	тунельный		площадь затопления, тыс. $га$			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
5	Мингечаурская	Кура	П	359	23 330	4560	—	16 530	—	843	—	16,6	63,4	37,5	13,3	1,05	1,1	О. д.
6	Варваринская . .	»	П	16,5	2 180	—	—	1 213	142	73	—	3,2	1,46	0,04	1,42	0,05		О. д.
8	Алазанская № 1 .	Алазань	П	48	865	1023	—	1 460	23	207	—	3	34	20	—	0,48		П. з. 1953 г.
10	Верхне-Ширванская	Верхне-Ширванский канал	Д	10	41	39	—	7	—	12	—	0,5	—	—	—	—	—	П. з. 1947 г.
33	Самур-Дивичинская	Самур-Дивичинский канал	Д	15,2	166	—	—	105	—	13	—	0,3	—	—	—	—	—	Т. п. 1941 г.

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

АРМЯНСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	18,6	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	8,6	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	6	млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	2,7	млрд. *квт·ч*
Строящихся	0,7	млрд. *квт·ч*

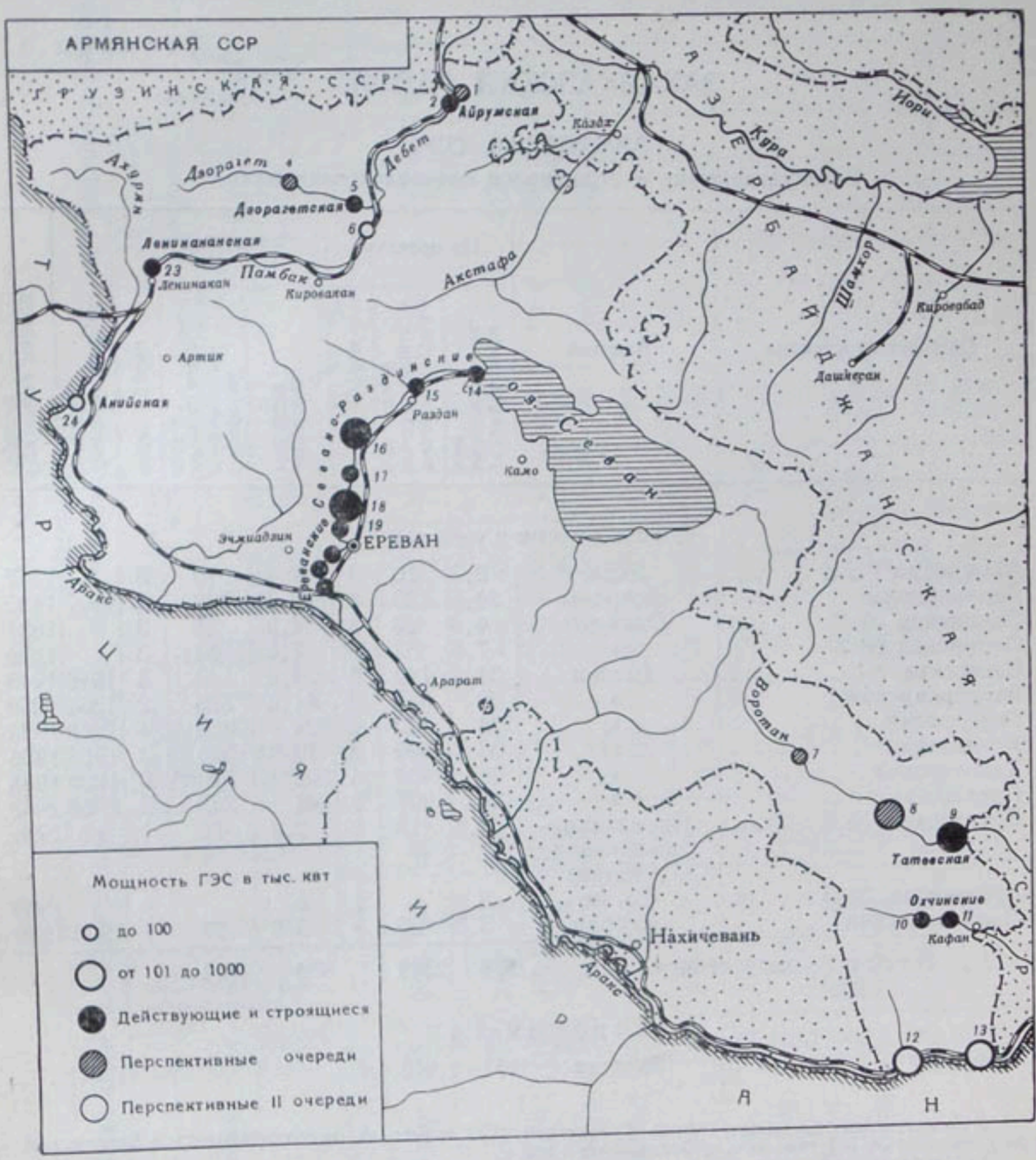


Таблица А

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

АРМЯНСКАЯ ССР

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
			Эксплуатируемые							
2	Айрумская	Дебет	2,3	10	3	2,3	10	3		1957
5	Дзорагетская	Дзорагет	24,6	129	4	25,1*	129	4	1927	1932
10	Охчинская № 2	Охчичай	4,9	26	3	4,9	26	3		1931
11	Охчинская № 3	»	7,5	38	3	7,5	38	3		1959
14	Севанская	Раздан	34,2	140	3	34,2	140	3	1943	1949
15	Атарбекянская	»	80	375	2	81,6*	375	2	1954	1959
16	Гюмушская	»	224	870	4	224	870	4	1948	1953
17	Арзнинская	»	66	300	3	70,6*	300	3	1953	1956
18	Канакерская	»	88	424	6	102**	570**	6	1930	1936
19	Ереванская [1]	»	44	207	2	44	207	2	1957	1962
21	Ереванская № 2	Ирригационный канал (Раздан)	2,4	18	1	2,4	18	1		1932
22	Ереванская № 3	То же	5		1	5		1		1960
23	Ленинаканская	Ахурян	5,3	23	4	5,3	23	4	1926	1929
	Итого (с округлением)		588	2560		609	2706			
			Строящиеся							
9	Татевская	Воротан	157	675	3				1961	

[1] Со вступлением в эксплуатацию Ереванской ГЭС перестала эксплуатироваться Ереванская ГЭС № 1 мощностью 5,1 тыс. *квт*, работавшая с 1926 г.

* Фактическая мощность на 1. I. 1966 г.

** После замены турбин и перемаркировки агрегатов.

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

АРМЯНСКАЯ ССР

Таблица Б

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сменная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
									установленная	обеспеченная			на один установленный $квт$, руб.	на 1 $квт \cdot ч$ коп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Шнохская	Дебет	Д	28,8	50	287,5	—	Сут.	100	20	450	22	197	5,0	0,12	Эн.	С. и. 1957 г.**
2	Айрумская	»	Д	31,2	27	10	—	—	2,3		10					Эн.	Э
3	Айрумская [1]	»	Д	31,2	65	105,5	—	—	48	7	150	7	179	5,7	0,10	Эн.	С. и. 1957 г.
4	Степанаванская . . .	Дзорагет	С	13,2	22	412,5	—	Сут.	68,5	19	314	14,2	165	3,6	0,10	Эн.	С. и. 1957 г.
5	Дзорагетская	»	Д	15	28	115	—	Сут.	24,6	4,9	129					Эн.	Э
6	Шагалинская	Памбак	Д	7,4	12	275	—	—	24,5	3,6	103	10,5	335	8	0,28	Эн.	С. и. 1957 г.
7	Спандарянская . . .	Воротан	С	7,7	30	394	250 / 103	Мн.	88	30	276	32,4				Эн. ир.	С. и. 1955—1962 гг.**
8	Шамбская	»	Д	14	67,5	314	80 / 16	Сез.	160	35* / 54	283* / 328	36,9				Эн. ир.	С. и. 1962 г.**
9	Татевская [2]	»	Д	19	33	576		Сез.	157	71 / 108	590 / 675	41,4				Эн. ир.	С**
10	Охчинская № 2 . . .	Охчи	Д	7,9	4	140	—	—	4,9	2,2	26					Эн.	Э
11	Охчинская № 3 . . .	»	Д	8	6	137	—	—	7,5	2,3	38					Эн.	Э
12	Мегринская	Аракс	Д	151	120	110	—	—	105	79	570					Эн. ир.	П. с. 1942 г.
13	Нювадинская [3] . . .	»	Д	155	120	110	—	—	105	79	570					Эн. ир.	П. с. 1942 г
14	Севанская [4]	Раздан	Д	*****	70	60	оз. Севан	Мн. и Сут.	34,2		140					Эн. ир.	Э
15	Атарбекянская . . .	»	Д	То же	70	139			80		375	24,1	225	4,8	0,12	Эн. ир.	Э
16	Гюмушская	»	Д	»	90	297	—	—	224		870					Эн. ир.	Э
17	Арзнинская	»	Д	»	70	122	БСР 0,3 / 0,3	— / —	66		300					Эн. ир.	Э

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, $м^3$	доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт\text{-}ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на установленный $1 квт$, руб.	на $1 квт\text{-}ч$, коп.	Себестоимость энергии, коп./$квт\text{-}ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
18	Канакерская	Раздан	Д	»	74	173	БСР 0,15	Сут.		88		424					Эн. ир.	Э
19	Ереванская	»	Д	»	62	87,4	БСР 0,12	Сут.		44		207	14,1	257	5,5	0,16	Эн. ир.	Э
20	Ереванская № 1 . .	Ирригац. канал (Раздан)	Д	»	10	50	—	—		5,1	3	30					Эн. ир.	***
21	Ереванская № 2 . .	То же	Д	—	16	19	—	—		2,4	1,3	18					Эн. ир.	Э
22	Ереванская № 3 . .	»	Д	—			—	—		5		30					Эн. ир.	Э
23	Ленинаканская . . .	Ахурян	Д	8,2	6	115	—	—		5,3	2,4	23					Эн.	Э
24	Анийская	»	Д	8,7	25	111	—	****		25	0	66					Эн. ир.	П. с. 1947 г.

[1] Продолжение списка станций Дебетского каскада см. в таблицах Грузинской ССР.
[2] Продолжение списка станций Воротанского каскада см. в таблицах Азербайджанской ССР.
[3] Начало и продолжение списка станций Араксинского каскада см. в таблицах Азербайджанской ССР.
[4] Все гидроэлектростанции Разданского каскада используют воду оз. Севан за счет сработки его вековых запасов. В среднем ежегодные попуски составляют по проекту 1200 млн. $м^3$ воды. В целях стабилизации уровенного режима оз. Севан размер попусков Постановлением Совета Министров СССР будет уменьшен с 1965 г. до 500 млн. $м^3$

* В знаменателе показатели при наличии Спандаранской ГЭС.
** С учетом уточнения на начало 1966 г.
*** См. примечание [1] в табл. А.
**** Сток регулируется Ахурянским водохранилищем у с. Агим в ирригационных целях, и ГЭС работает на ирригационных попусках.
***** Попуск из оз. Севан и собственный сток.

Таблица В

ЗАКАВКАЗСКИЙ РАЙОН

АРМЯНСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. квт	Выемки, тыс. м³			Насыпи мягкого грунта, тыс. м³	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон, тыс. м³		Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище					Проектная изученность
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. га			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
5	Дзорагетская . .	Дзорагет	Д	24,6	288	50	49	20	5	71	12	0,8						Т. п. 1930 г.
9	Татевская	Воротан	Д	157	194	335	315	1	18	79	92	3,4						П. з. 1960 г.
14	Севанская	Раздан	Д	34,2	320	36	287	29	2	21	116	1,9						О. д.
15	Атарбекянская . .	»	Д	80	600	229	215	90	24	76	71	1,9						Т. п. 1955 г.
16	Гюмушская . . .	»	Д	224	1006	752	391	39	60	247	132	7,2						О. д.
17	Арзнинская . . .	»	Д	66	247	122	180	71	22	97	45	2,4						О. д.
18	Канакерская . . .	»	Д	88	1059	899	183	1139	95	85	66	2,6						О. д.
19	Ереванская . . .	»	Д	44	152	52	103	41	47	81	55	1,2						П. з. 1956 г.

XVI. СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

Узбекская, Киргизская, Таджикская и Туркменская ССР

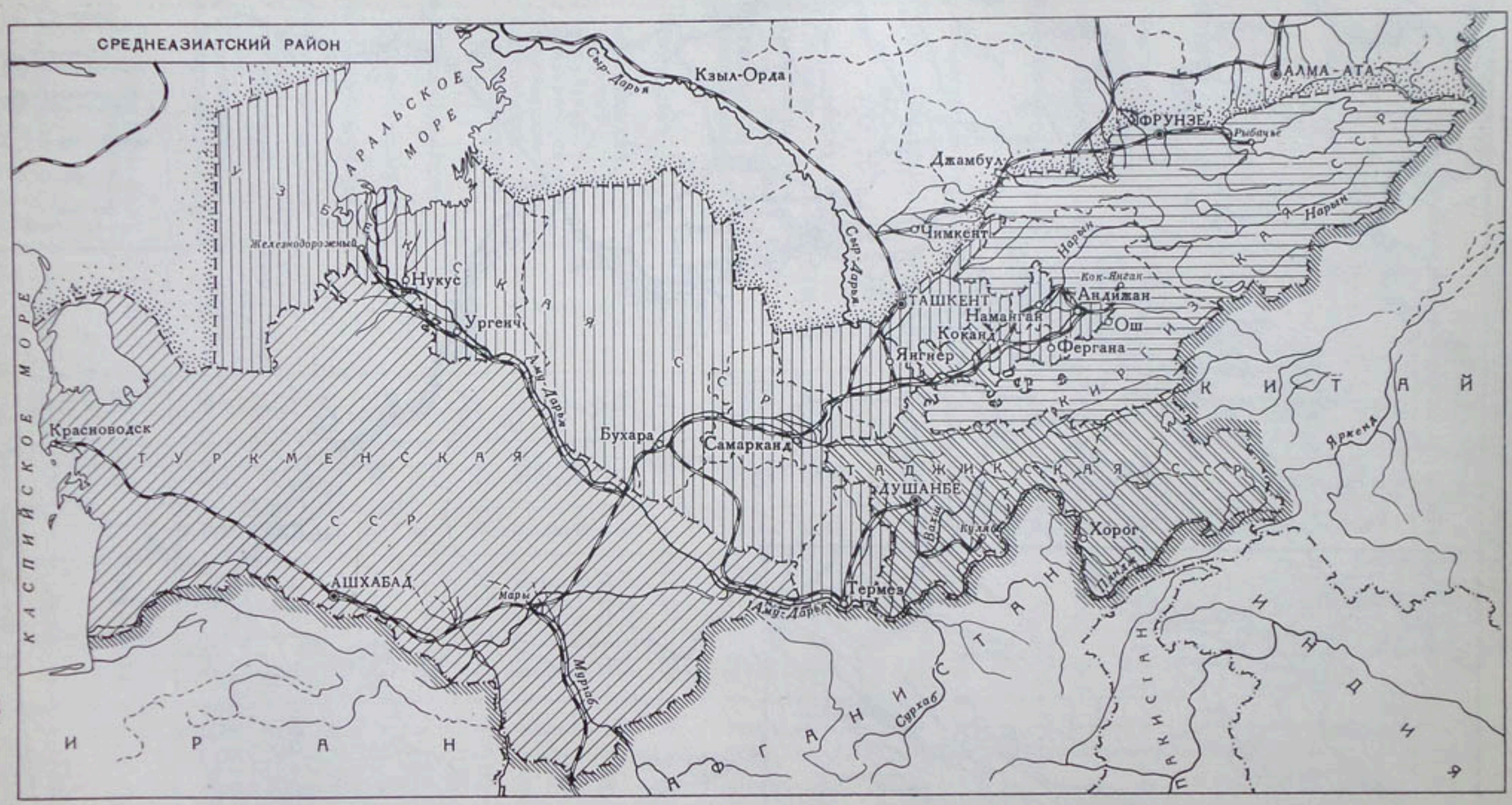
Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	527 млрд.	*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	249 млрд.	*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	146 млрд.	*квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	6,3 млрд.	*квт·ч*
Строящихся	17,9 млрд.	*квт·ч*

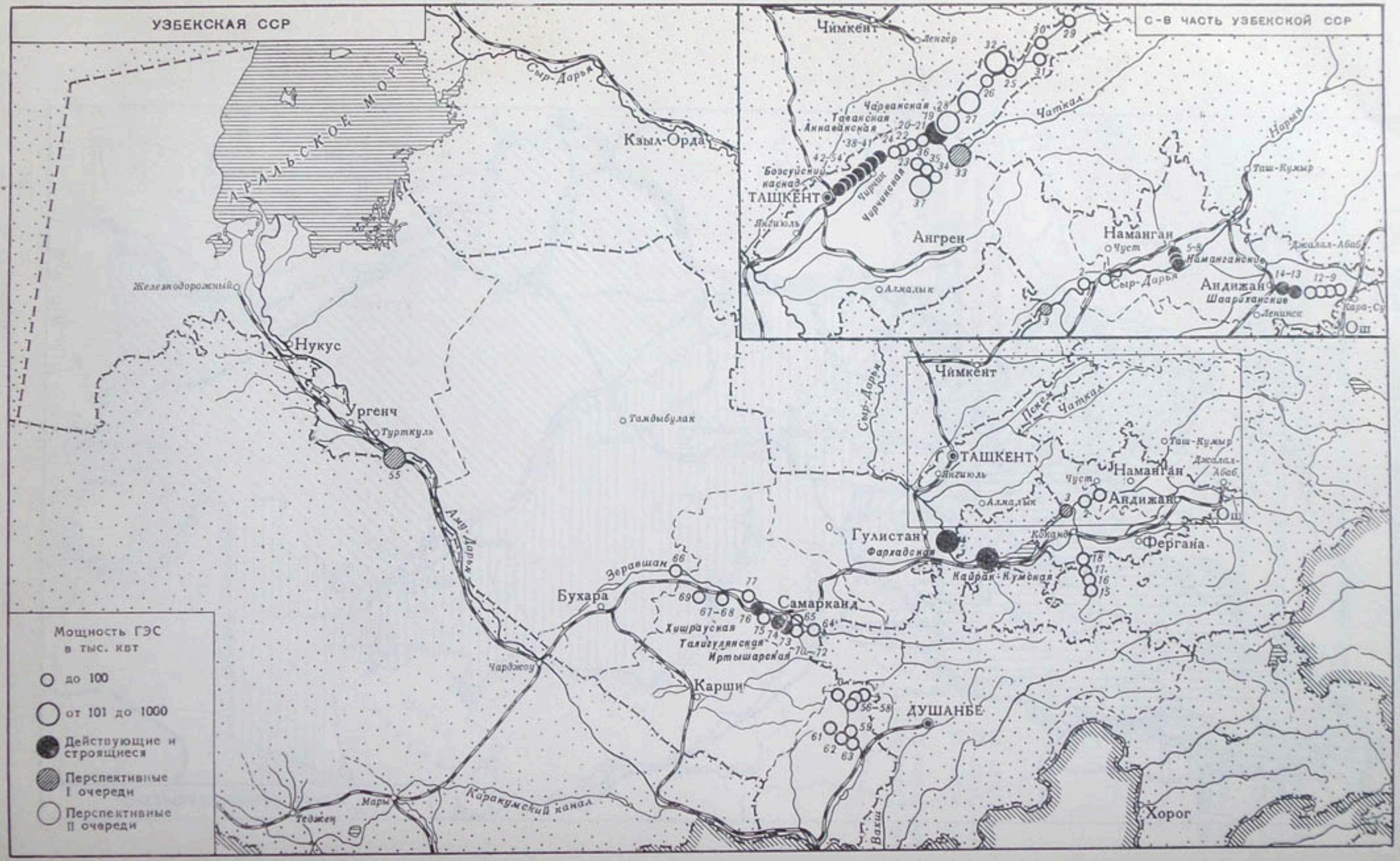
СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

УЗБЕКСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	84 млрд.	*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	27 млрд.	*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	11 млрд.	*квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	3,1 млрд.	*квт·ч*
Строящихся	2,0 млрд.	*квт·ч*

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН





К карте Среднеазиатского района

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

УЗБЕКСКАЯ ССР

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту: установленная мощность, тыс. *квт*	По проекту: выработка среднемноголетняя, млн. *квт.ч*	По проекту: число турбин	Введено на 1. I. 1966 г.: мощность, тыс. *квт*	Введено на 1. I. 1966 г.: выработка среднемноголетняя, млн. *квт-ч*	Введено на 1. I. 1966 г.: число турбин	Год начала строительства	Год ввода первой турбины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Эксплуатируемые									
4	Фарходская	Сыр-Дарья	114	830	4	126*	830	4	1943	1947
5	Наманганская № 10[а]	Наманган-Сай (Нарын)	2,1	17	1	2,1	17	1		1956
6	Наманганская № 11[а]	Канал Янги (Нарын)	1,2	6,5	1	1,2	6,5	1		1947
7	Наманганская № 12[а]	Северный Ферганский канал (Нарын)	2,4	21	1	2,4	21	1		1956
8	Наманганская № 14[а]	Намаган-Сай (Нарын)	2,4	18	1	2,4	18	1		1960
13	Шаариханская № 5[а]	Канал Шаарихан-Сай (Карадарья)	11,5	72	2	11,5	72	2	1945	1949
14	Шаариханская № 6[а]	То же	7,7	54	2	7,7	54	2	1950	1953
22	Тавакская	Чирчик	73,6	389	4	72,8**	389	4	1932	1941
23	Чирчикская имени Ф. Г. Логинова . .	»	86,4	466	4	86,4	466	4	1933	1940
24	Аккавакская № 1 . .	»	36,8	221	2	35,2**	221	2	1942	1943
42	Аккавакская № 2 . .	Канал Боз-Су (Чирчик)	9	66	2	9	66	2	1943	1946
43	Кибрайская	Канал Боз-Су	11,2	89	1	11,2	89	1	1942	1943
44	Кадырьинская . . .	То же	13,6	112	4	13,2**	112	4		1933
45	Саларская	»	10,8	85	1	11,2**	85	1	1943	1944
46	Бозсуйская	»	4	34	4	4	34	4		1926
47	Шейхантаурская . .	»	3,6	32	3	3,6	32	3	1951	1953
48	Бурджарская	»	6,4	40	2	6,4	40	2		1936
49	Актепинская	»	13,3	109	1	15**	109	1	1936	1943
50	Нижне-Бозсуйская № 1	Канал Нижний Боз-Су	10,7	65	1	10,7	65	1	1942	1944
51	Нижне-Бозсуйская № 2	То же	7	30	3	7	30	3		1949
52	Нижне-Бозсуйская № 3	»	11,2	50	2	11,2	50	2	1947	1950
53	Нижне-Бозсуйская № 4	»	17,6	99	2	17,6	99	2	1950	1955
54	Нижне-Бозсуйская № 6	»	4,4	30	2	4,4	30	2	1950	1954
73	Иртышарская	Канал Даргом	6,4	47,2	2	6,4	47,2	2	1955	1960
74	Талигулянская . . .	То же	3	24	2	3	24	2	1943	1947
76	Хишрауская	»	22,8	112	3	22**	112	3	1951	1956
	Итого (с округлением)		493	3114		504	3114			
	Строящиеся									
12	Чарвакская	Чирчик	540 / 600**	1950	4	—	—	—	1963	—

* На Фарходской ГЭС в 1960 г. была произведена замена агрегатов № 1 и 2 установленной мощностью по 24 тыс. *квт* на агрегаты установленной мощностью по 30 тыс. *квт*.

** Фактическая мощность на 1. I. 1966 г.

Таблица Б

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

УЗБЕКСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт.ч$	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, $коп./квт.ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
									установленная	обеспеченная			на один установленный $квт$, руб.	на 1 $квт.ч$, коп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Чиганакская № 1 . .	Сыр-Дарья	Д		450	9*	—	—	35		225					Эн.	ТЭД 1953 г.
2	Чиганакская № 2 . .	»	Д		450	9*	—	—	35		225					Эн.	ТЭД 1953 г.
3	Наукатская [1]	»	П	523	710	17	1500 / 9	Сез.	90		450					Эн. ир.	ТЭД 1953 г.
4	Фархадская [2]	»	С	536	470	33	—	Сут.	126	81	830					Эн. ир.	Э
5	Наманганская № 10[а]	Наманган-Сай (Нарын)	Д		19	15	—	—	2,1	1,6	17					Эн.	Э
6	Наманганская № 11[а]	Канал Янги (Нарын)	Д		21	8,5	—	—	1,2	0,8	6,5					Эн.	Э
7	Наманганская № 12[а]	Северный Ферганский канал (Нарын)	Д		18,5	16	—	—	2,4	1,7	21					Эн.	Э
8	Наманганская № 14[а]	Наманган-Сай (Нарын)	Д		19	16	—	—	2,4	1,4	18					Эн.	Э
9	Шаариханская № 2 [3] .	Канал Шаарихан-Сай (Кара-Дарья)	Д		60	30	—	—	14,5	6,4	84					Эн.	ТЭД 1940 г.
10	Шаариханская № 3 [4] .	»	Д		60	30	—	—	14,5	6,4	84					Эн.	ТЭД 1940 г.
11	Шаариханская № 4 .	»	Д		54	38	—	—	17,4	5,2	115					Эн.	ТЭД 1940 г.
12	Шаариханская № 5 .	»	Д		55	27	—	Сут.	13,1	3,8	82					Эн.	ТЭД 1940 г.
13	Шаариханская № 5[а] .	»	Д		45	35	—	Сут.	11,5	3,5	72					Эн.	Э

[1] Между Наукатской и Фархадской гидроэлектростанциями располагается Кайраккумская ГЭС, показатели которой см. в таблицах Таджикской ССР.
[2] Продолжение списка гидроэлектростанций Сыр-Дарьинского каскада см. в таблицах Казахской ССР.
[3] Начало списка станций Шаариханского каскада см. в таблицах Киргизской ССР.
[4] Гидроэлектростанция расположена на отводящем канале вышележащей ГЭС.
* Напор — расчетный.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3$/сек.	Расход ГЭС, $м^3$/сек.	Максимальный напор, *м*	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
14	Шаариханская № 6а	Канал Шаарихан-Сай (Кара-Дарья)	Д		45	22	—	Сут.	7,7	4,9	54					Эн.	Э
15	Сохская [1]	Сох	С	42	40	125	—	—	40	25,7	303					Эн.	П. с. 1935 г.
16	Давайранская . . .	»	С	42	34	123	—	Сут.	33,8	16,9	251					Эн.	П. с. 1935 г.
17	Газнауская	»	Д	42	15	93	—	—	11	7,3	87					Эн.	ТЭД 1949 г.
18	Чонгаринская	»	Д	42	33	74	—	—	19,5	11,9	110					Эн.	П. с. 1935 г.
19	Чарвакская	Чирчик	П	208	540	132	1190 / 18	Сез.	540	49	1950*1	220,8 (600)				Эн. ир.	С *2
20	Ходжикентская . . .	»	П	228	292	34,2	—	Сут.	80	34,5	456	24,0	181	3,1	0,08	Эн.	П. з.*2 1956 г.
21	Газалкентская . . .	»		228	267	30,2	—	Сут.	64	31	388	19,9					
22	Тавакская	»	Д	228	270	34	—	Сут.	73,6	14,1	389					Эн.	Э
23	Чирчикская им. Ф. Г. Логинова	»	Д		270	40	—	Сут.	86,4	18,1	466					Эн.	Э
24	Аккавакская № 1 [2]	»	Д		43,7*3 / 81,8	28,7*3 / 36	—	—	36,8	6,2	221					Эн.	Э
25	Карантугайская . . .	Пскем	С	45	65	155	93 / 6,6	Сез. и сут.	70	15	400					Эн.	П. с. 1935 г.
26	Талдыкайская . . .	»	С	48	61	115	—	Сут.	57	12	300					Эн.	П. с. 1935 г.
27	Средне-Пскемская	»	С	56	68	260	—	Сут.	153	29	710					Эн.	П. с. 1935 г.

[1] Начало списка станций Сохского каскада см. в таблицах Киргизской ССР.
[2] Гидроэлектростанция располагается на отводящем канале лежащей выше ГЭС.
*1 В том числе 250 млн. *квт·ч* — дополнительная выработка на каскаде Чирчик-Бозсуйских ГЭС.
*2 С учетом уточнения на начало 1966 г.
*3 В числителе — по агрегату № 1, в знаменателе — по агрегату № 2.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3$/сек.	Расход ГЭС, $м^3$/сек.	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
28	Нижне-Пскемская . .	Пскем	С	79	101	126	—	Сут.	106	20	550					Эн.	П. с. 1935 г.
29	Ойгаингская	Ойгаинг	С	19	27	446	420 / 70	Мн. и сут.	100	32	591					Эн.	П. с. 1935 г.
30	Ойгаинг-Майдантальская	»	Д	39*1	48	145	—	—	57	6,7	300					Эн.	П. с. 1935 г.
31	Ойгаингская-высокогорная	Шаверы и другие притоки верховьев Ойгаинга	Д	16	19	555	—	—	87		455					Эн.	П. с. 1935 г.
32	Анаульган-Аютюрская высокогорная	Верхние притоки Пскема и Угама	Д	13	16,6	945	—	—	140		—					Эн.	П. с. 1935 г.
33	Средне-Чаткальская	Чаткал	Д	83,5	160	410	—	Сут.	500		2340	216,5*2	96*2	2,4*2	0,075	Эн.	ТЭД 1958 г.
34	Верхне-Аксакатинская	Аксак-Ата	С	12	18	205	75 / 25	Сез. и сут.	25		147					Эн.	П. с. 1935 г.
35	Средне-Аксакатинская	»	Д	14	15	135	—	—	17		97*3					Эн.	П. с. 1935 г.
36	Нижне-Аксакатинская	»	Д	16	18	140	—	—	21		135*3					Эн.	П. с. 1935 г.
37	Ау-Кашкинская высокогорная	Сток бассейна р. Адам-Таш и р. Аксак-Ата	Д		11,2	1183	—	—	106	—	405					Эн.	С. и. 1963 г.

*1 Станция использует сток двух рек — Ойгаинга и Майдантала.
*2 Показатели совместно с Баркрауской ГЭС — см. Киргизскую ССР.
*3 С учетом регулирования стока в водохранилище лежащей выше ГЭС.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
38	Захская № 1	Подводящий тракт к Кынгракскому водохранилищу	Д		60	24	—	—	12							Эн.	П. с. 1965 г.
39	Захская № 2	Канал Зах	С		60	32	—	—	15							Эн.	П. с. 1955 г.
40	Таш-Кулакская № 1 .	Таш-Кулакский сброс	Д		60	32	—	—	15							Эн.	П. с. 1955 г.
41	Таш-Кулакская № 2 .	То же	Д		60	32	—	—	15							Эн.	П. с. 1955 г.
42	Аккавакская № 2 . .	Канал Боз-Су (Чирчик)	Д		95	12	—	—	9	4,4	66					Эн.	Э
43	Кибрайская	Канал Боз-Су	Д		75	19	—	—	11,2	6,3	89					Эн.	Э
44	Кадырьинская . . .	То же	Д		54	38	—	—	13,6	12,2	112					Эн.	Э
45	Саларская	»	Д		75	18	—	—	10,8	6,4	85					Эн.	Э
46	Бозсуйская	»	Д		50	14	—	—	4	3,3	34					Эн.	Э
47	Шейхантаурская . .	»	П		56	9	—	—	3,6	—	32					Эн.	Э
48	Бурджарская	»	Д		45	18	—	—	6,4	4,7	40					Эн.	Э
49	Актепинская	»	Д		48	41	—	—	13,3	12,3	109					Эн.	Э
50	Нижне-Бозсуйская № 1	Канал Нижний Боз-Су	С		90	29	—	Сут.	10,7	8,9	65					Эн.	Э
51	Нижне-Бозсуйская № 2	То же	С		74	13	—	Сут.	7	3,1	30					Эн.	Э
52	Нижне-Бозсуйская № 3	»	С		100	18	—	Сут.	11,2	5,6	50					Эн.	Э
53	Нижне-Бозсуйская № 4	»	С		60	37	—	—	17,6	12,6	99					Эн.	Э
54	Нижне-Бозсуйская № 6	»	П		60	12	—	Сут.	4,4	1	30					Эн.	Э
55	Тюя-Муюнская [1] . .	Аму-Дарья	П	1900	1230	14	7900 / 13	Сез.	250	126	1000					Эн. ир.	С. и. 1954 г

[1] Тюя-Муюнская ГЭС территориально расположена в двух республиках: Узбекской ССР и Туркменской ССР; показатели по ней условно учтены в итогах по Туркменской ССР

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, *м³/сек*	Расход ГЭС, *м³/сек*	Максимальный напор, *м*	Полезная емкость, водохранилища, млн. *м³* / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость, по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на одну установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
56	Кштутская	Кштут	Д	19	31	223	—	—	55,5	8,5	256					Эн.	П. с. 1933 г.
57	Чошская	»	П	40	78	48	—	Сут.	30	6,2	143					Эн.	П. с. 1933 г.
58	Падаханская	»	Д	51	84	27	—	—	18	3,7	83,6					Эн.	П. с. 1933 г.
59	Мушская	Туполанг	П	22	36,7	132	45 / 6	Сез. и сут.	38,9	9,6	190					Эн.	П. с. 1933 г.
60	Ховатская	Ховат	Д	5,6	9,2	235	—	—	17,4	2,6	82					Эн.	П. с. 1933 г.
61	Сангардакская . . .	Сангардак	П	12	19,8	150	93 / 25	Сез.	23,7	12	135					Эн.	П. с. 1933 г.
62	Нилюская № 1 . . .	»	П	13	22,7	70	—	Сут-	12,7	3,7	57					Эн.	П. с. 1933 г.
63	Нилюская № 2 . . .	»	Д	13	22,7	104	—	—	18,8	5,5	84					Эн.	П. с. 1935 г.
64	Рават-Ходжинская [1] .	Зеравшан	П	163	104	46	1200 / 23,5	Мн.	40		340					Эн.	П. с. 1955 г
65	Хатыргинская . . .	»	Д		50	36	—	—	14,4		117					Эн.	П. с. 1950 г.
66	Керменикская . . .	»	Д		46,6	30,3	—	Сут.	11,2		63,8					Эн.	П. с. 1955 г.
67	Каттакурганская № 1	Канал Каттакурган	Д		50	32	—	—	12,8		93					Эн.	П. с. 1950 г.
68	Каттакурганская № 2	То же	Д		50	30	—	—	12		97					Эн.	П. с. 1950 г.
69	Иски-Ангарская . .	Канал Иски-Ангар	Д		15	106	—	—	13,3		115,6					Эн.	ТЭД 1955 г.
70	Джумабазарская № 1	Канал Даргом	Д		85	28	—	—	18,5		345					Эн.	ТЭД 1955 г.
71	Джумабазарская № 2	То же	Д		85	28	—	—	18,5		345					Эн.	ТЭД 1955 г.
72	Джумабазарская № 3	»	Д		85	27	—	—	17,5		325					Эн.	ТЭД 1955 г.
73	Иртышарская . . .	»	С		45	17,5	—	—	6,4	4,3	47,2					Эн.	Э
74	Талигулянская . . .	»	Д		30	14	—	—	3,0	1,0	24					Эн.	Э
75	Багишамальская . .	»	С		85	22	—	—	15,4		92					Эн.	ТЭД 1955 г.
76	Хишрауская	»	П		68,4	40,8	—	Сут.	22,8		112					Эн.	Э
77	Карадарьинская . .	Карадарьинский канал	Д		45	48	—	—	17,7	2,2	120					Эн.	ТЭД 1949 г.

[1] Начало списка гидроэлектростанций Зеравшанского каскада см. в таблицах Таджикской ССР.

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

УЗБЕКСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по действующим, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		Площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
4	Фархадская	Сыр-Дарья	С	114	16700	122	—	3650	382	320	—	5,5	5,5	4,2		1,43		Р. ч. 1951 г.
5	Наманганская, № 10а	Наманган-Сай (Нарын)	Д	2,1	12	—	—	3	—	2	—	0,06						П. з. 1952 г.
6	Наманганская, № 11а	Канал Янги (Нарын)	Д	1,2	30	—	—	14	0,6	1,3	—	0,03						Т. п. 1945 г.
7	Наманганская, № 12а	Северный Ферганский канал (Нарын)	Д	2,4	63	—	—	20	0,6	3,1	—	0,07						Т. п. 1945 г.
8	Наманганская, № 14а	Наманган-Сай (Нарын)	Д	2,4	153	—	—	61	6	9	—	0,06						П. з. 1955 г.
13	Шаариханская, № 5а	Канал Шаарихан-Сай	Д	11,5	950	81	—	375	18	27	—	0,6						П. з. 1946 г.
14	Шаариханская, № 6а	То же	Д	7,7	1953	97	—	425	4	48	—	0,3						Т. п. 1950 г.
19	Чарвакская	Чирчик	П	480	1216	2457	350	3200	12880	182	83	5,6	3,5	1,5	—	0,38	8	П. з. 1957 г.
20	Ходжикентская	То же	П	80	952	—	—	1850	79	202	—	1,1	0,18	—	—	—		П. з. 1956 г.
21	Газалкентская	«	П	64	1687	—	—	1183	52	176	—	1,0	0,14	0,05	—	—	—	
22	Тавакская	«	Д	73,6	4117	92	—	1505	136	404	—	3,4	—	—	—	—		Т. п. 1938 г.
23	Чирчикская им. Ф. Г. Логинова	«	Д	86,4	3777	302	—	766	61	158	—	1,5	—	—	—	—	—	Т. п. 1937 г.
24	Аккавакская № 1	«	Д	36,8	1748	336	—	520	25	41	—	1,4	—	—	—	—	—	О. д.
42	Аккавакская № 2	Канал Боз-Су	Д	9	543	—	—	135	4	14	—	0,25	—	—	—	—	—	П. т. 1943 г.
43	Кибрайская	То же	Д	11,2	530	65	—	163	1	12	—	0,13		—	—	—	—	П. з. 1943 г.
44	Кадырьинская	«	Д	13,6	830	—	—	130	—	23	—	0,62	—	—	—	—	—	О. д.
45	Саларская	«	Д	10,8	820	60	—	60	2	18	—	0,38	—	—	—	—	—	П. з. 1938 г
47	Шейхантаурская	«	П	3,6	238	—	—	224	9	13	—	0,3	—	—	—	—	—	Т. п. 1950 г.
48	Бурджарская	«	Д	6,4	70	—	—	12	9	5	—	0,4						П. з. 1944 г.
49	Актепинская	«	Д	13,3	2185	30	—	127	7	32	—	0,3						Т. п. 1937 г.
51	Нижне-Бозсуйская № 2	Канал Нижний Боз-Су	С	7	202	18	—	21	1,6	11	—	0,18						П. з. 1945 г.
52	Нижне-Бозсуйская № 3	То же	С	11,2	465	—	—	286	—	10	—	0,15	0,01	0,005				Доработки
53	Нижне-Бозсуйская № 4	«	С	17 6	2641	42	—	949	30	23	—	0,7						П. з. 1946 г.
54	Нижне-Бозсуйская № 6	«	П	4,4	55	—	—	7,4	1	6	—	0,4						Т. п. 1950 г.
73	Иргышарская	Канал Даргом	С	6,4	386	—	—	146	5	21	—	0,45	—	—	—	—	—	Т. п. 1950 г.
74	Талигулянская	То же	Д	3	192	—	—	118	6	10	—	0,05	—	—	—	—	—	П. з. 1954 г.
76	Хишрауская	«	П	22,8	1518	—	—	1175	31	54	—	0,71	0,16	—	—	—	—	П. з. 1945 г.
																		Т. п. 1951 г

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

КИРГИЗСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	136	млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	73	млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	48	млрд. *квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	1,1	млрд. *квт·ч*
Строящихся	4,5	млрд. *квт·ч*

КИРГИЗСКАЯ ССР

Чу
ФРУНЗЕ
Аламединские
Быстровская
Лебединовская
Б. Кемин
Джамбул
Таласс
Таласская
Рыбачье
оз. Иссык-Куль
Пржевальская
Пржевальск
Сары-Джаз
Чу
оз. Сонкуль
Тюлек
Чаткал
Токтогульская
Кокомерен
Мин-Куш
М. Нарын
Нарын
Коншаал
Нарын
Атбаши
Атбашинская
Уч-Курганская
Наманган
Нарын
Кара-Умыр
Кок-Янгак
Джалал-Абад
Карадарья
Андижан
Ош
Ошские
Сыр-Дарья
Сох
Фергана
Исфайрам
Ак-Бура
Курша б
Тар
Алабуга
Кашгар
Яркенд
Кызылсу

Мощность ГЭС в тыс квт

- до 100
- от 100 до 1000
- свыше 1000
- Действующие и строящиеся
- Перспективные I очереди
- Перспективные II очереди

К карте Среднеазиатского района

Таблица А

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

КИРГИЗСКАЯ ССР

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I. 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт.ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт.ч*	число турбин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Эксплуатируемые								
16	Уч-Курганская . . .	Нарын	180	820	4	170,3*	820	1	1956	1961
50	Ошская № 4	Акбура	1,0	5,0	2	1,0	5,0	2		
51	Ошская № 5	»	1,0	5,0	2	1,0	5,0	2		
73	Таласская	Талас	1,2	3,7		0,4	3,3	2		1960
78	Быстровская	Левобережный магистральный канал (Чу)	8,7	46	3	8,7	46	3	1951	
79	Лебединовская . . .	Западный Большой Чуйский канал	8,4	65	4	7,8	65	4		1943
80	Аламединская № 1 .	То же	2,2	18	2	2,2	18	2		1945
81	Аламединская № 2 .	»	2,5	20	2	2,5	20	2		1948
82	Аламединская № 3 .	»	2,3	20	2	2,0*	20	2	1949	
83	Аламединская № 4 .	»	2,4	17	2	2,0*	17	2		
84	Аламединская № 5 .	Западный Большой Чуйский канал	6,4	23	2	6,4	23	2	1954	1958
85	Аламединская № 6 .	То же	6,4	23	2	6,4	24	2	1954	1858
92	Пржевальская . . .	Арасал	0,7	4	2	0,7	4	2		
	Итого (с округлением)		223	1070		211	1069			
		Строящиеся								
12	Токтогульская . . .	Нарын	1200	4400	6				1963	
18	Атбашинская	Атбаша	13,5	70						
	Итого (с округлением)		1214	4470						

* Фактическая мощность на 1. I. 1966 г.

Таблица Б

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

КИРГИЗСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Акбуланская	Нарын	С	76,6	60	125	10 / 0,5	—	55	19	330	15,5	253	4,2	0,101	Эн.	С. и. 1960 г.
2	Нарынская	»	П	80,6	160	120	750 / 30	Мн.	150	47	600	42,2	234	5,9	0,113	Эн.	С. и. 1960 г.
3	Атбашинская	»	С	32,5	225	278	870 / 87	Сез.	290	86	1150	72,6	206	5,2	0,108	Эн.	С. и. 1960 г.
4	Учкунская	»	Д	131	190	68	—	—	104	41	519	17,8 / 15	139	2,8	0,079	Эн.	С. и. 1960 г.
5	Акталинская	»	Д	133	190	32	—	—	50	20	253	12,0	196	3,8	1,11	Эн.	С. и. 1960 г.
6	Джиланарыкская . .	»	Д	134	190	35	—	—	52	21	263	11,2	183	3,5	0,10	Эн.	С. и. 1960 г.
7	Алабугинская . . .	»	П	168	320	240	9500 / 175	Мн.	610	610	2680	117,8	161	3,7	0,061	Эн.	С. и. 1960 г.
8	Карабулунская . . .	»	П	168	320	34	—	Сут.	88	88	390	14,1	132	3,0	0,084	Эн.	С. и. 1960 г.
9	Тогуз-Тораузская . .	»	П	196	350	168	7300 / 118	Мн.	440	440	1920	113,3	215	5,0	0,081	Эн.	С. и. 1960 г.
10	Карабулакская . . .	»	П	298	400	112	150 / 1,6	—	375	330	1650	47,1 / 39	103	2,3	0,51	Эн.	С. и. 1960 г.
11	Камбаратинская . .	»	П	309	600	215	250 / 2,6	Сут.	1000	800	4400	232,6	189,7	4,3	0,067	Эн.	С. и. 1960 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, м³/сек	Расход ГЭС, м³/сек	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. м³ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. квт: установленная	Мощность, тыс. квт: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. квт·ч	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный квт, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 квт·ч коп.	Себестоимость энергии, коп/квт·ч	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
12	Токтогульская . . .	Нарын	П	368	910	180	14 000 / 120	Мн.	1200	260	4400*	437,1				Эн. кр.	С**
13	Курпсайская	»	П	381	800	94	270 / 2	Сут.	500	135	2200		86	1,9	0,05	Эн.	С. п.** 1960 г.
14	Ташкумырская . . .	»	П	429	810	60	50	Сут.	385	105	1690		74	1,7	0,05	Эн.	С. п.** 1960 г.
15	Уч-Курганская № 0	»	П	429	810	25,5	10	Сут.	170	93	754		98	2,2	0,064	Эн.	С. п. 1960 г.
16	Уч-Курганская . . .	»	П	429	744	36	14,4 / 0,1	Сут.	180	45	820		126	2,8	0,07	Эн. кр.	Э
17	Талдысуйская . . .	Атбаши	С		20	300	—	—	50		270					Эн.	С. п. 1960 г.
18	Атбашинская	»	Д	33		55,5	—	—	13,5		70	18,6				Эн.	С**
19	Арпанская	Алабуга	С		25	478	—	—	100	30	590					Эн.	С. п. 1960 г.
20	Макмалская	»	С		30	285	—	—	75	22	430					Эн.	С. п. 1960 г.
21	Сазская	»	С		35	135	—	—	40	12	240					Эн.	С. п. 1960 г.
22	Сусамырская	Кекемерен	С	59,9	140	338	1700 / 92	Мн.	300	300	1325		174	3,9	0,086	Эн.	С. п. 1960 г.
23	Кекемеренская . . .	»	Д	64,5	120	635	—	—	600	600	2610		99,5	2,3	0,051	Эн.	С. п. 1960 г.
24	Карадарьинская № 1	Кара-Дарья	Д	50	44	38	—	—	14	4,5	55					Эн.	П. с. 1935 г.
25	Карадарьинская № 2	»	Д	60	53	39	—	—	16	5,2	66					Эн.	П. с. 1935 г.
26	Карадарьинская № 3	»	Д	60	53	39	—	—	16	5,2	66					Эн.	П. с. 1935 г.
27	Карадарьинская № 4	»	Д	65	53	34	—	—	14	4,6	58					Эн.	П. с. 1935 г.
28	Карадарьинская № 5	»	Д	65	53	32	—	—	14	4,7	55					Эн.	П. с. 1935 г.

* В том числе: эффект на Уч-Курганской ГЭС — 186 млн. квт·ч.
** С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
29	Кампырраватская . .	Кара-Дарья	П	114	105	75	900/25	Сез. и сут.	73	27	340					Эн.	ТЭД 1951 г.
30	Ойталская	Тар	С	27	31	102	141	Сез. и сут.	26	11,6	122					Эн.	П. с. 1935 г.
31	Сары-Беренская . .	»	Д	—	22	193	—	—	34		204					Эн.	П. с. 1935 г.
32	Джилколская	»	Д	33	28	58	—	—	13	4,2	54					Эн.	П. с. 1935 г.
33	Буйчинская	»	С	—	28	115	—	—	26	24	182					Эн.	П. с. 1935 г.
34	Лайсуйская	»	Д	35	28	57	—	—	13	4,3	52					Эн.	П. с. 1935 г.
35	Тарская	»	Д	37	44	93	—	—	33	10,5	131					Эн.	П. с. 1935 г.
36	Сарыташская	Кара-кульджа	Д	—	11	210	—	—	18,3	6,9	119					Эн.	П. с. 1935 г.
37	Кандыкская	»	Д	4,8	11	120	—	—	10,5	3,5	42					Эн.	П. с. 1935 г.
38	Таксан-Кампырская	»	Д	7,3	12	107	—	—	10,5	3,5	42					Эн.	П. с. 1935 г.
39	Сулукская	»	Д	7,8	14	164	—	—	18	5,8	72					Эн.	П. с. 1935 г.
40	Каракульджинская	»	Д	10	14	214	—	—	25	7,7	100					Эн.	П. с. 1934 г.
41	Тастар-Атинская . .	Куршаб	Д	—	5,8	227	—	—	10,4	5,6	78					Эн.	П. с. 1935 г.
42	Бель-Аулинская . .	»	Д	—	5	322	—	—	13,2	7,2	98					Эн.	П. с. 1935 г.
43	Джали-Суйская . .	»	Д	—	14	123	—	—	13,9	7,6	103					Эн.	П. с. 1935 г.
44	Гульчинская	»	С	19	39	102	450	Мн. и сут.	28	1,2	113					Эн.	П. с. 1935 г.
45	Сарыкамышская . .	»	Д	20	16,5	162	—	—	23	7,8	85					Эн.	П. с. 1935 г.
46	Кара-Киинская . . .	»	Д	25	17	86	—	—	11,6	1,9	48					Эн.	П. с. 1935 г.
47	Беш-Бадамская . . .	Кара-Унгур	Д	—	16	129	—	—	16,4	9,4	121					Эн.	П. с. 1935 г.
48	Шутская	Акбура	Д	—	9	173	—	—	12,4	5,8	85					Эн.	П. с. 1935 г.
49	Нижне-Папанская . .	»	Д	35	13	106	—	—	10,7	5	74					Эн.	П. с. 1937 г.
50	Ошская № 4	»	Д	—					1,0		5					Эн.	Э
51	Ошская № 5	»	Д	—					1,0		5					Эн.	Э

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспечения	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
52	Шаариханская № 0	Канал Шаариханский-Сай	Д	119	66	40,3	—	—	21,6	6,9	143					Эн.	Т. п. 1954 г.
53	Шаариханская № 1[1]	То же	Д	119	66	19	—	—	10,2		79					Эн.	Дораб. схемы 1954 г.
54	Сурметашская . . .	Исфайрам	Д	5,3	6	351	—	—	16,9	5,5	67,4					Эн.	П. с. 1935 г.
55	Тегермечская	»	Д	—	9	167	—	—	12	7,6	91					Эн.	П. с. 1935 г.
56	Чувайская	»	Д	—	13,3	148	—	Сез.	15,7	9,9	119					Эн.	П. с. 1935 г.
57	Катта-Карамукская[2]	Кзыл-Су	П	210	150	90	—	и сут.	108	29	572					Эн.	П. с. 1935 г.
58	Зардалинская	Сох	С	—	33	221	—		55	19,8	351					Эн.	П. с. 1935 г.
59	Кош-Карчинская . .	»	Д	20	19	183	—	—	28	—	112					Эн.	П. с. 1935 г.
60	Кштутская[3]	»	Д	20	20,5	101	—	—	16,5	—	110					Эн.	П. с. 1935 г.
61	Каравшинская . . .	Каравшин	Д	10	8,3	156	—	—	10,3	7	80					Эн.	П. с. 1935 г.
62	Ак-Теренская	Ак-Терен	Д	8	7,1	221	—	—	12	4,5	50					Эн.	П. с. 1935 г.
63	Баркрауская[4]	Чаткал	П	78,8	260	250	4373	Мн.	400		1270* / 1380					Эн.	ТЭД 1958 г.
64	Сандалашская . . .	Сандалаш	С	20	18	187	183	Сез. и сут.	28	12	150					Эн.	П. с. 1935 г.
65	Сандалашская высокогорная	Верхние притоки Сандалаша	Д	19,6	25	379	—	—	76	—	300					Эн.	П. с. 1935 г.

[1] Продолжение списка гидроэлектростанций Шаариханского каскада см. в таблицах Узбекской ССР.
[2] Продолжение списка гидроэлектростанций Кзыл-Суйского каскада см. в таблицах Таджикской ССР.
[3] Продолжение списка гидроэлектростанций Сохского каскада см. в таблицах Узбекской ССР.
[4] Продолжение списка станций Чаткальского каскада см. в таблице Узбекской ССР.
* В знаменателе — с учетом эффекта на Чирчик-Бозсуйском каскаде.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, м	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп/квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
66	Ачик-Ташская . . .	Сандалаш	С	14,2	18,5	172	—	—	25,5	—	172					Эн.	П. с. 1935 г.
67	Средне-Сандалашская	»	С	20,5	22,7	165	—	—	31	—	173					Эн.	П. с. 1935 г.
68	Нижне-Сандалашская	»	П	23	24,2	50	—	—	10,5	—	61					Эн.	П. с. 1935 г.
69	Терская высокогорная № 1	Верхние притоки Терса	Д	8,2	10,4	915	—	—	76	—	307					Эн.	П. с. 1935 г.
70	Терская высокогорная № 2	То же	Д		11,5	200	—	—	18,4	—	75					Эн.	П. с. 1935 г
71	Коксуйская	Коксу	Д	5	7,6	326	—	—	21	5	100					Эн.	П. с. 1935 г.
72	Александровская . .	Талас	П	34	33,8	63	—	Сут.	17	12,4	129					Эн.	П. с. 1950 г.
73	Таласская (Ленинпольская)	»	—		7	22	—	—	1,2	1,2	3,7					Эн.	Э
74	Талас-Ассинская . .	Таласс-Ассинский канал	Д		30,5	54	—	—	13,3	10,7	105					Эн.	П. с. 1950 г.
75	Джиль-Арыкская № 1	Чу	Д	181	65	49,8	—	Сут.	26		123					Эн.	П. з. 1957 г.
76	Джиль-Арыкская № 2	»	Д	181	65	31,4	—	Сут.	16,4	10,4	78		270	5,7	0,23	Эн.	П. з. 1957 г.
77	Джиль-Арыкская № 3	»	Д	181	65	32,2	—	Сут.	16,4		78					Эн.	
78	Быстровская	Левобережный магистральный канал (Чу)	Д	—	40	26	—	—	8,7	2,3	46					Эн.	Э
79	Лебединовская . . .	Западный Большой Чуйский канал	Д	—	42	27	—	—	7,8	7,3	65					Эн.	Э

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, руб.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
80	Аламединская № 1	Западный Большой Чуйский канал	Д	—	25	12	—	—	2,2	—	18					Эн.	Э
81	Аламединская № 2	То же	Д	—	25	12	—	—	2,5	—	20					Эн.	Э
82	Аламединская № 3	» »	Д	—	25	12	—	—	2,3	—	20					Эн.	Э
83	Аламединская № 4	» »	Д	—	25	10,5	—	—	2,4	—	17					Эн.	Э
84	Аламединская № 5	» »	Д	—	50	17	—	Сут.	6,4	—	23					Эн.	Э
85	Аламединская № 6	» »	Д	—	50	17	—	Сут.	6,4	—	23					Эн.	Э
86	Джуван-Арыкская № 1	Джуван-Арык	Д	11	22	196	—	—	34	3,8	137*					Эн.	П. с. 1933 г.
87	Джуван-Арыкская № 2	»	Д	11	18	78	—	—	11	1,5	36						П. с. 1933 г.
88	Сонкульская[1]	Тюлек	Д	5,5	14	285	Оз. Сон-Куль	Сез.	32	32	137*						П. с. 1935 г.
89	Тюлекская № 1 . .	»	Д	6,5	17	119	—	—	14	14*	60*						П. с. 1935 г.
90	Тюлекская № 2 . .	»	Д	7	18	251	—	—	30	30*	129*						П. с. 1935 г.
91	Кеминская	Большой Кемин	С		28	55	—	—	12,2	4,6	70						Т. п.
92	Пржевальская . . .	Арасал	Д		1,4	63	—	—	0,7	—	4						Э
93	Оттукская	Сары-Джас	П	50	85	350	1000/64	Сез.	250		1300						П. с. 1960 г.
94	Акшипрякская . . .	»	С	150	380	400	4700/100	Мн.	1300		4500						П. с. 1960 г.
95	Кокшаальская . . .	»	С	180	310	460	—	—	1200		6000						П. с. 1960 г.

[1] Гидроэлектростанция намечается на деривации, по которой вода из оз. Сон-Куль будет спущена в р. Тюлек.
* С учетом выработки на воде, переброшенной из оз. Сон-Куль.

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

КИРГИЗСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Типгидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. квт	Выемки, тыс. м³			Насыпи мягкого грунта	Каменные наброски и фильтры, тыс. м³	Бетон и железобетон, тыс. м³		Металлоконструкции, тыс. т	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс га			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
16	Уч-Курганская	Нарын	П	180	3140	1184	—	2222	52	329	—	6,8	—	—	—	—	—	Т. п. 1957 г.
52	Шаариханская № 0	Канал Шаарихан-Сай	Д	21,6	931	20	—	656	36	46	—	0,94	—	—	—	—	—	Т. п. 1954 г.
75	Джиль-Арыкская № 1	Чу	Д	26	1903	—	—	441	245	40	—	0,79	—	—	—	—	—	П. з. 1957 г.
76	Джиль-Арыкская № 2	»	Д	16,4	425	10	—	150		31	—	0,66	—	—	—	—	—	П. з. 1957 г
77	Джиль-Арыкская № 3	»	Д	16,4	614	—	—	176	—	20	—	0,45	—	—	—	—	—	П. з. 1957 г.
79	Лебединовская . .	Западный Большой Чуйский канал	Д	7,8	458	—	—	80	12	8	—	0,1	—	—	—	—	—	Т. п. 1944 г.
80	Аламединская № 1	»	Д	2,2	53	—	—	55	—	3	—	0,03	—	—	—	—	—	Т. п. 1943 г.
81	Аламединская № 2	»	Д	2,5	128	—	—	61	—	4	—	0,03	—	—	—	—	—	П. з. 1945 г.
82	Аламединская № 3	»	Д	2,3	100	—	—	32	—	4	—	0,1	—	—	—	—	—	П. з. 1943 г.
83	Аламединская № 4	»	Д	2,4	100	—	—	32	3	4	—	0,1	—	—	—	—	—	П. з. 1944 г.
84	Аламединская № 5	»	Д	6,4	1517	—	—	414	13	16	—	0,49	0,14	0,14	—	—	—	Т. п. 1954 г.
85	Аламединская № 6	»	Д	6,4	2008	—	—	197	142	14	—	0,36	—	—	—	—	—	П. з. 1955 г.

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТАДЖИКСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	286 млрд.	*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	144 млрд.	*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	85 млрд.	*квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	2,1 млрд.	*квт·ч*
Строящихся	11,4 млрд.	*квт·ч*

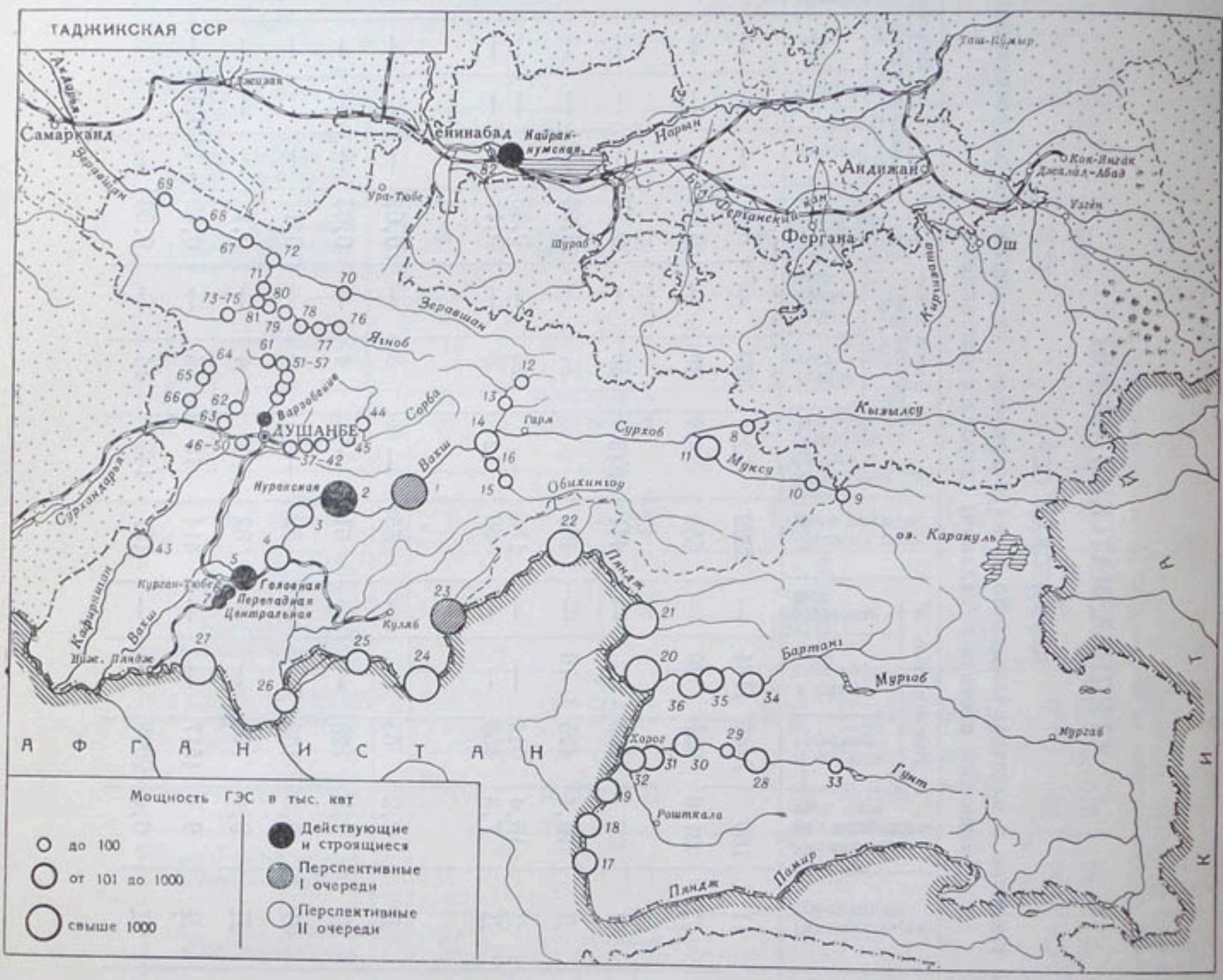


Таблица А

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТАДЖИКСКАЯ ССР

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
	Эксплуатируемые									
5	Головная	Вахш	210	860* / 1100	6	210	860	6	1956	1962
6	Перепадная	Вахшский канал	29,6	248	3	29,9	248	3	1953	1958
7	Центральная	То же	18	114	2	18	114	2		1964
58	Верхне-Варзобская	Варзоб	7,2	54	2	7,2	54	2	1931	1935
59	Нижне-Варзобская № 2	»	14,8	93	3	14,8	93	3	1943	1949
60	Нижне-Варзобская № 3	»	3,5	23	2	3,5	23	2	?	1952
82	Кайрак-Кумская . .	Сыр-Дарья	126	688	6	126	688	6	1951	1956
	Итого (с округлением)		409	2080		409	2080			
	Строящиеся									
2	Нурекская	Вахш	2700	11 440	9				1961	
	Итого . . .		2700	11 440						

* В знаменателе указана выработка Головной ГЭС после ввода Нурекской ГЭС. Это увеличение (240 млн. *квт·ч*) учтено в выработке Нурекской ГЭС.

Таблица Б

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТАДЖИКСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт.ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Рогунская	Вахш	П	614	1100	343	8740	Мн.	3200	1435	14900*	500	155	3,3	0,01	Эн. ир.	С. и. 1959 г.
2	Нурекская	»	П	647	1360	275	2510 / 28,2	Сез.	2700	945	11440**	553				Эн. ир.	С****
3	Байпазинская	»	П	647	950	70	15	Сут.	500	234	2744	53,8	107	2,0	0,05	Эн. ир.	П. с. 1963 г.
4	Сангтудинская . . .	»	П	654	972	100	—	—	800	431	4620		176	3,0	0,05	Эн.	С. и 1959 г.
5	Головная	»	П	660	1065	31	—	Сут.	210	76*** / 173	860*** / 1100	39,8	186	3,5	0,077	Эн. ир.	Э
6	Перепадная	Вахшский канал	П	660	93	40	—	—	29,6	30	248	16,3	413	4,9	0,193	Эн.	Э
7	Центральная	То же	Д	660	100	26,9	—	—	18	11	114	6,9	370	5,9	0,18	Эн.	Э
8	Сарыгуйская[1]	Кзыл-Су	П	210	150	35	—	Сут.	42	21	222					Эн.	П. с. 1935 г.
9	Боляндкиикская . .	Болянд-Киик	Д	15	10	600	—	—	48	6	230					Эн.	П. с. 1935 г.
10	Каяндысская	Каянды	Д	9	5	300	—	—	12	1,5	57					Эн.	П. с. 1935 г.
11	Девсиярская	Мук-су	Д	180	100	135	—	—	108	29	589					Эн.	П. с. 1935 г
12	Дубурсинская . . .	Дубурси	Д	45	16	420	—	—	53	14	293					Эн.	П. с. 1935 г.
13	Соорбугская	Соор-Буг	С	55	33	110	—	—	29	7,8	155					Эн.	П. с. 1935 г.
14	Сурхобская	Сурхоб	П	305	396	45	—	—	142	38	775					Эн.	П. с. 1935 г.
15	Кассагордонская . .	Хингоу	П	58	143	35	—	—	40	10	218					Эн.	П. с. 1935 г.

16	Кабудхаузская . . .	»	П	63	143	35	—	Сут.	40	10	218					Эн.	П. с. 1935 г.
17	Даршайская	Пяндж	П	122		145	—	—	220		1 300					Эн.	П. с. 1962 г.
18	Баршарская	»	П	142		260	—	—	460		2 800					Эн.	П. с. 1962 г.
19	Андеробская	»	П	154		370	—	—	710		4 300					Эн.	П. с. 1962 г.
20	Рушанская	»	Д	417		395	4000/30	Сез.	3000		11 700					Эн. ир. тр.	П. с. 1962 г.
21	Туганская	»	П	612		303	—	—	3400		13 700					Эн.	П. с. 1962 г.
22	Калаи-Хумбская . .	»	Д	752		237	—	—	3300		13 100					Эн.	П. с. 1962 г.
23	Дашти-Джумская . .	»	П	805		352	18000/71	Мн.	4300		17 100					Эн. ир. тр.	П. с. 1962 г.
24	Джумарская	»	П	903		173	—	—	2900		11 500					Эн.	П. с. 1962 г.
25	Московская	»	П	903		60	—	—	1000		4 000					Эн.	П. с. 1962 г.
26	Кокчинская	»	П	1062		40	8000/24	Сез.	800		3 100					Эн. ир. тр.	П. с. 1962 г.
27	Нижне-Пянджская .	»	П	1870		35	13000/22	Сез.	1200		4 800					Эн. ир. тр.	П. с. 1962 г.
28	Гунтская № 1 . . .	Гунт	П	30,2		350	—	—	130		800					Эн.	П. с. 1962 г.
29	Гунтская № 2 . . .	»	П	36,3		200	—	—	100		500					Эн.	П. с. 1962 г.
30	Гунтская № 3 . . .	»	П	51,6		200	—	—	130		770					Эн.	П. с. 1962 г.
31	Гунтская № 4 . . .	»	П	56,2		440	—	—	310		1 840					Эн.	П. с. 1962 г.
32	Гунтская № 5 . . .	»	П	72		320	—	—	300		1 720					Эн.	П. с. 1962 г.
33	Яшиль-Кульская . .	Яшиль-Куль	С	46	53	120	200/14	Сез. и сут.	47	29	255					Эн.	П. с. 1935 г.
34	Бартангская № 1 . .	Бартанг	П	93		140	—	—	160		970					Эн.	П. с. 1962 г.
35	Бартангская № 2 . .	»	П	111		250	—	—	340		2 100					Эн.	П. с. 1962 г.
36	Бартангская № 3 . .	»	П	131		90	—	—	150		760					Эн.	П. с. 1962 г.
37	Ромитская № 1 . . .	Кафирниган	Д	—	50	34	—	—	13,6	9,2	113					Эн.	П. с. 1953 г.
38	Ромитская № 2 . . .	»	Д	—	58	34	—	—	15,8	10,7	131					Эн.	П. с. 1953 г.
39	Орджоникидзеабадская № 1	»	Д	—	58	34	—	—	15,8	11,8	130					Эн.	П. с. 1953 г.
40	Орджоникидзеабадская № 2	»	Д	—	47	34	—	—	12,8	8,6	107					Эн.	П. с. 1953 г.

* С учетом эффекта на лежащем ниже каскаде.
** С учетом эффекта на Головной ГЭС.
*** В знаменателе—после ввода Нурекской ГЭС. Увеличение выработки на 240 млн. *квт·ч* учтено в указанной выработке Нурекской ГЭС.
**** С учетом уточнения на начало 1966 г.
[1] Начало списка гидроэлектростанций Кзылсуйского каскада см. в таблицах Киргизской ССР.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$.	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$		Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения		Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
									установленная	обеспеченная			на один установленный $квт$, руб.	на 1 $квт \cdot ч$, коп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
41	Орджоникидзеабадская № 3	Кафирниган	Д	—	47	34	—	—	12,8	8,6	106					Эн.	П. с. 1953 г.
42	Орджоникидзеабадская № 4	»	Д	—	43	34	—	—	11,8	7,9	98					Эн.	П. с. 1953 г.
43	Нижне-Кафирниганская	»	Д	167	319	81	—	—	208	34	970					Эн.	П. с. 1935 г.
44	Сарданмионская . .	Сардан-Миона	П	32	58	125	35 / 3,5	Сез. и сут.	54	14	219					Эн.	П. с. 1935 г.
45	Сорбоская	Сорбо	Д	120	97	55	—	—	42	6,8	199					Эн.	П. с. 1935 г.
46	Гиссарская № 1 . .	Гиссарский канал	Д	—	44	34	—	—	12	5	81					Эн.	П. з. 1943 г.
47	Гиссарская № 2 . .	То же	Д	—	45	37	—	Сут.	13,2	6,8	96					Эн.	П. с. 1951 г.
48	Гиссарская № 3 . .	»	Д	—	40	47	—	—	15	8,1	123					Э*.	П. с. 1951 г.
49	Гиссарская № 4 . .	»	Д	—	40	40	—	—	12,8	6,9	107					Эн.	П. с. 1951 г.
50	Гиссарская № 5 . .	Гиссарский канал (Душанбе)	Д		40	40	—	—	12,8	6,2	100					Эн.	П. с. 1951 г
51	Зиддинская № 1 . .	Варзоб	Д	20	17,5	130	170 / 27	Сез. и сут.	17	10,9	129					Эн. ир.	П. с. 1954 г.
52	Зиддинская № 2 . .	»	П	20	17,5	163	—	—	20	—	—					Эн.	П. с. 1935 г.
53	Сиоминская	»	Д	31	25	342	—	—	62,8	18,5	375					Эн.	П. с. 1935 г.
54	Гушяринская	»	Д	33	25	84	—	—	17	5,1	101					Эн.	П. с. 1935 г.
55	Пугусская	»	С	34	30	65	—	—	16,2	4,9	97					Эн.	П. с. 1935 г.
56	Гажнинская	»	С	40	35	123	—	Сут.	34,1	11,1	211					Эн.	П. с. 1935 г.
57	Обиоджукская . . .	»	С	42	36	110	—	Сут.	32	10,7	193					Эн.	П. с. 1935 г.

58	Верхне-Варзобская	»	Д	44	19	46	—	Сут.	7,2	3	54					Эн.	Э
59	Нижне-Варзобская № 2	»	Д	45	21	76	—	Сут.	14,8	4,7	93					Эн.	Э
60	Нижне-Варзобская № 3	»	Д	45	23	21	—	—	3,5	1,6	23					Эн.	Э
61	Зидди-Сиоминская	Сиома	Д	11	8,5	214	—	—	14,5	5	70					Эн.	П. з. 1947г.
62	Ханакская	Ханака	Д	10	20	136	—	—	21,8	2,62	101					Эн.	П. с. 1935 г.
63	Арбобинская	»	Д	13	20	68	—	—	11	1,3	50					Эн.	П. с. 1935 г.
64	Лябиджойская	Каратаг	С	19	26	168	—	—	35	6	176					Эн.	П. с. 1935 г.
65	Бедгунская	»	Д	20	26	82	—	—	17	3	86					Эн.	П. с. 1935 г.
66	Каратагская	»	Д	22	28	116	—	—	26	4,5	130					Эн.	П. с. 1935 г
67	Хайраватская	Зеравшан	П	220	180	50	—	—	72	11	287					Эн.	П. с. 1935 г
68	Дошты-Казинская	»	П	200	180	40	—	—	57	9	230					Эн.	П. с. 1935 г.
69	Дупулинская	»	Д	220	200	60	—	—	97	15	387					Эн.	П. с. 1935 г.
70	Шамтычская	Матча	П	85	80	70	—	—	45	9	214					Эн.	П. с. 1935 г.
71	Питинская	Фан-Дарья	С	52	60	92	12 / 7,4	Сез. и сут.	44	8	224					Эн.	П. с. 1935 г.
72	Пуламуллинская	»	С	59	60	145	—	Сут.	70	13	278					Эн.	П. с. 1935 г.
73	Искандеркульская	Искандер-Дарья	С	19	25	168	—	Сут.	30	4	140					Эн.	П. с. 1935 г.
74	Нарватская	»	Д	21	25	154	—	—	30	4	134					Эн.	П. с. 1935 г.
75	Макшеватская	»	Д	23	25	141	—	—	28	4	123					Эн.	П. с. 1935 г.
76	Варсаутская	Ягноб	С	19	20	94	111 / 18,6	Сез. и сут.	13,2	3,2	70					Эн.	П. с. 1937 г.
77	Хшартобская	»	С	22	25	175	—	—	35	6	195					Эн.	П. с. 1937 г.
78	Маргифская	»	Д	25	25	141	—	—	28,2	5	160					Эн.	П. з. 1937 г.
79	Ягнобская	»	Д	29	25	198	—	Сут.	38,4	8	198					Эн.	П. з. 1937 г.
80	Джижикрутская	»	С	32	25	104	—	Сут.	22,2	5	109					Эн.	П. с. 1937 г.
81	Раватская	»	С	32	30	50	—	—	11,1	2,6	58					Эн.	П. с. 1937 г.
82	Кайраккумская[1]	Сыр-Дарья	П	532	710	24,5	2600 / 15,5	Сез.	126	125,5	688		136	2,5		Эн. ир. вн.	Э

[1] Начало списка станций Сыр-Дарьинского каскада см. в таблицах Узбекской ССР, окончание — в таблицах Казахской ССР.

Таблица В

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТАДЖИКСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по действующим, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище						Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.		
													общая	с/х угодий	лес				
2	Нурекская	Вахш	П	2700	877	6764	1047	10 250	34 482	303	123	28,8	9,8	1,5	—	0,31	5		П. з. 1960 г.
5	Головная	»	П	210	1 234	2724	—	2 759	220	479	—	8,1	0,75	—	—	—	6,6		Т. п. 1958 г.
6	Перепадная	Вахшский канал	Д	29,6	10 000	—	—	2 650	6	60	—	2,7	—	—	—	—	—		Т. п. и р. ч. 1960 г.
47	Гиссарская № 1 . .	Гиссарский канал	Д	12	792	—	—	20	3	18	—	0,6	—	—	—	—	—		П. з. 1948 г.
58	Верхне-Варзобская .	Варзоб	Д	7,2	530	4	—	20	6	32	—	0,4	—	—	—	—	—		1937 г.
59	Нижне-Варзобская № 2	»	Д	14,8	1 228	160	—	416	12	31	—	0,2	—	—	—	—	—		Т. п. 1939 г.
60	Нижне-Варзобская № 3	»	Д	3,5	557	—	—	118	19	13	—	0,2	—	—	—	—	—		Т. п. 1950 г.
79	Ягнобская	Ягноб	Д	38,4	15	46	50	9	67	22	15	0,5	—	—	—	—	—		П. з. 1937 г.
82	Кайраккумская . . .	Сыр-Дарья	П	126	1 575	—	—	2 905	587	307	—	6,2	50	10	5	1,8	3,4		Р. п. 1958 г.

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТУРКМЕНСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	22 млрд.	*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	4,8 млрд.	*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	1,7 млрд.	*квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	0,03 млрд.	*квт·ч*
Строящихся	—	

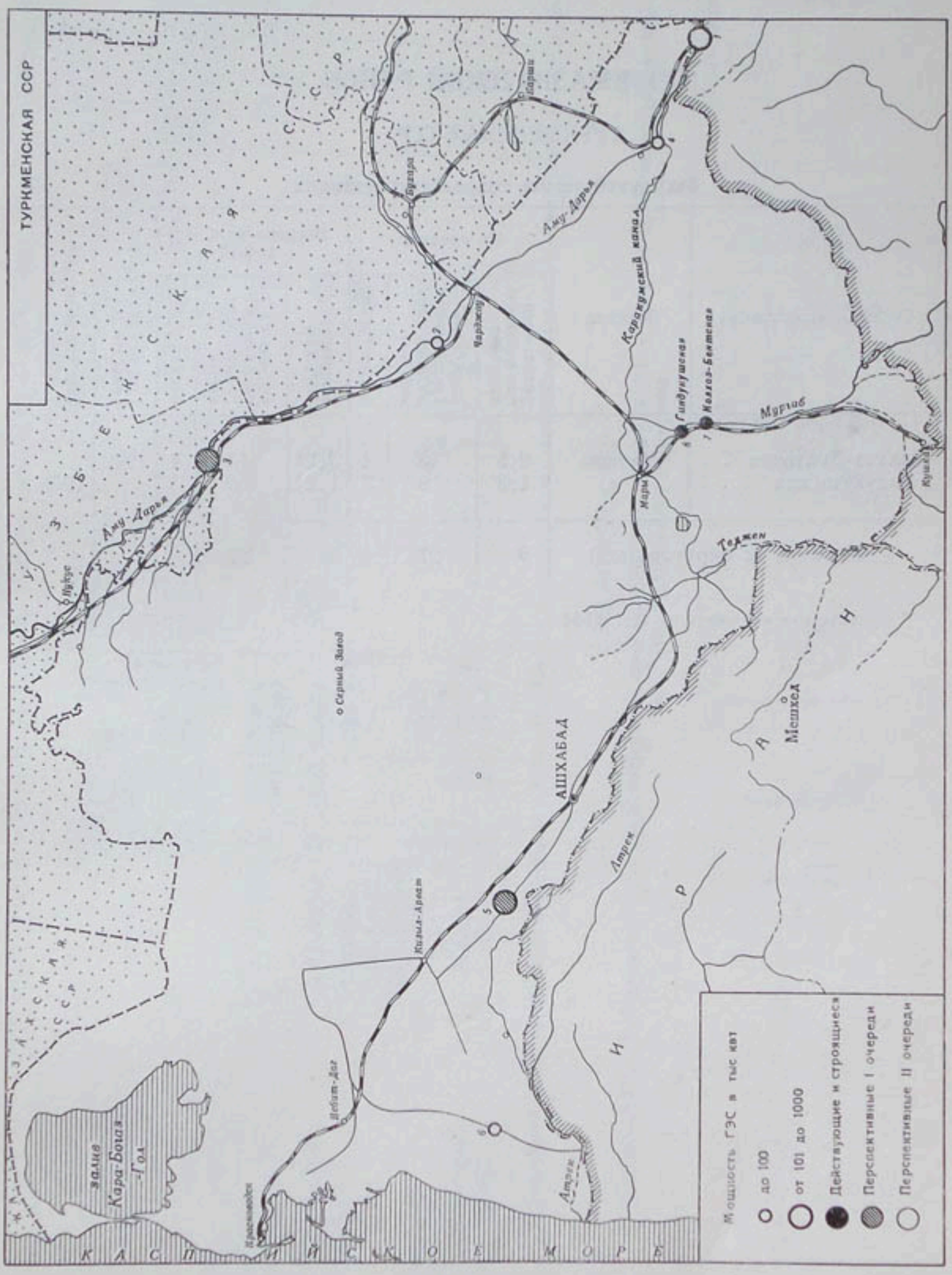


Таблица А

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТУРКМЕНСКАЯ ССР

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
7	Колхоз-Бентская . .	Мургаб	2,5	18	4	3,2*	18	4	1949	
8	Гиндукушская . . .	»	1,3	9	3	1,2*	9	3		1909
	Итого (с округлением)		5	27		4	27			

* Фактическая мощность на 1. I 1966 г.

СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ РАЙОН

ТУРКМЕНСКАЯ ССР

Таблица Б

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Келифская	Аму-Дарья	П	2045	3300	14	—	Сут.	360		2100		143	2,5	0,05	Эн. ир. тр.	ТЭД 1962 г.
2	Дая-Хатынская	»	П	1900	1200	10	—	Сут.	100		475					Эн. ир.	С. и. 1954 г.
3	Тюя-Муюнская[1]	Аму-Дарья	П	1900	1230	14	7900 / 13	Сез.	250	126	1000					Эн. ир.	С. и. 1954 г.
4	Каракумская	Каракумский канал (Аму-Дарья)	Д		300	8,8	—	—	21,6		186					Эн.	С. и. 1954 г.
5	Арчманская	То же	Д		180	90	—	—	200	121	1100					Эн.	С. и. 1954 г.
6	Мешедская	»	Д		50	40	—	Сут.	16,4		120					Эн.	С. и. 1954 г.
7	Колхоз-Бентская	Мургаб	П	36	42	7,7	—	Сут.	3,2	1,1	18					Эн.	Э
8	Гиндукушская	»	П	26	18	9	—	Сут.	1,2	0,8	9					Эн.	Э

[1] Тюя-Муюнская ГЭС территориально расположена в двух республиках: Туркменской и Узбекской; показатели по ней условно учтены в итогах по Туркменской ССР.

ТУРКМЕНСКАЯ ССР

Таблица В

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

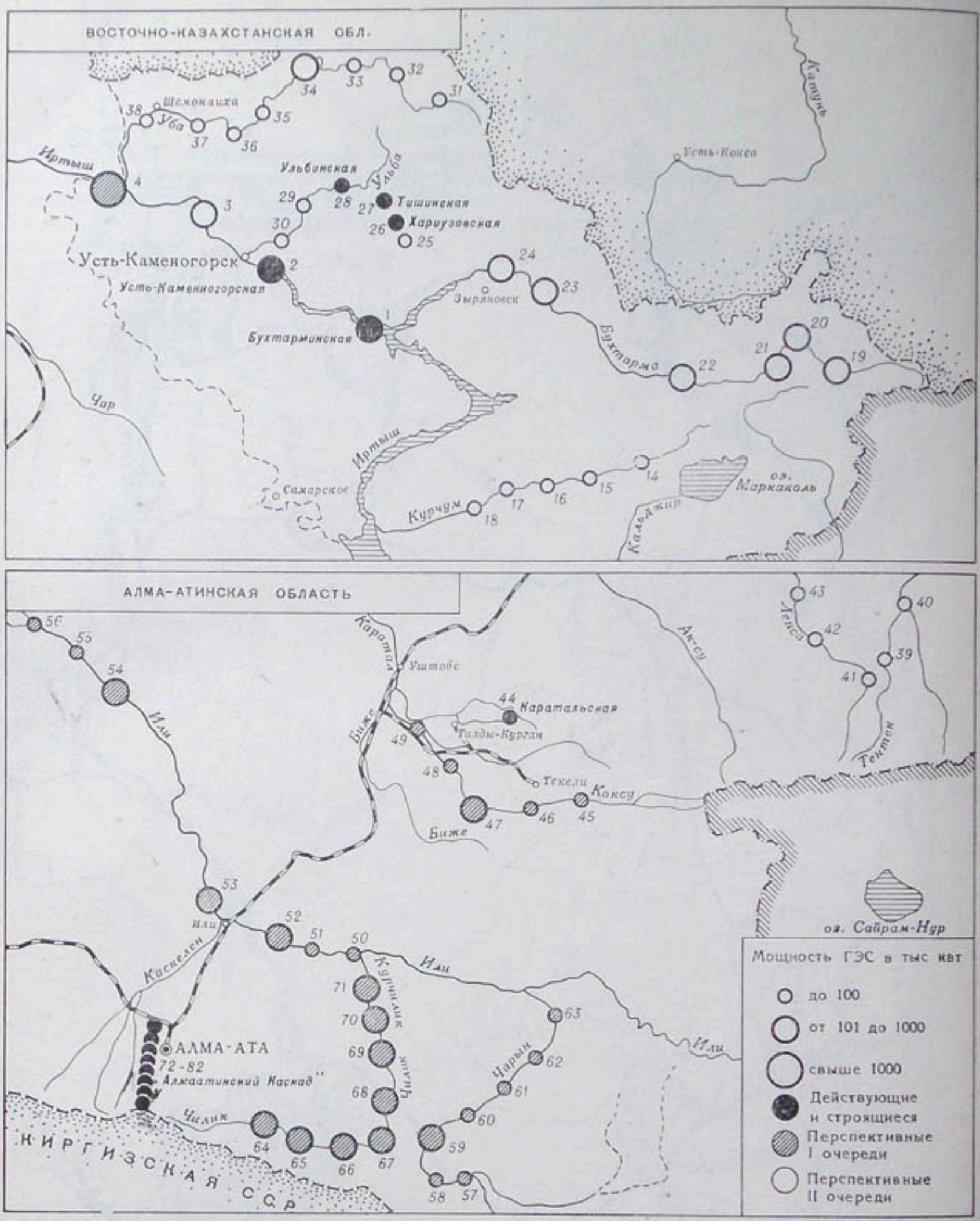
№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$: в мягких грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: в скальных грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: открытый	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: туннельный	Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
7	Колхоз-Бентская	Мургаб	П	3,5	136	—	—	14	0,8	8,5	—	0,07						Т. п 1945 г.

XVII. КАЗАХСТАНСКИЙ РАЙОН

КАЗАХСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	163 млрд.	*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	62 млрд.	*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	27 млрд.	*квт·ч*
На 1.I.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:		
Эксплуатируемых	4,5 млрд.	*квт·ч*
Строящихся	1,7 млрд.	*квт·ч*


КАЗАХСТАНСКИЙ РАЙОН
Куйбышев
Волга
Саратов
Оренбург
Уральск
Актюбинск
Урал
Эмба
Астрахань
Гурьев
КАСПИЙСКОЕ МОРЕ
БАКУ
Челябинск
Магнитогорск
Белая
Кустанай
Ишим
Петропавловск
Омск
Кокчетав
Обь
Барнаул
Бия
Катунь
Иртыш
Павлодар
Семипалатинск
Каменогорск
Бухтарма
Целиноград
оз. Тенгиз
Караганда
Тургай
Ирша
Нура
оз. Зайсан
оз. Алаколь
Сарысу
Сыр-Дарья
Кзыл-Орда
Аму-Дарья
Нукус
Железнодорожный
Чимкент
Чардаринская
ТАШКЕНТ
Талас
Джамбул
ФРУНЗЕ
Чу
Или
Чилик
АЛМА-АТА
Чарын
оз. Иссык-Куль
Каратал
Аксу
Лепса
Текес
Коксу
Мощность ГЭС в тыс. квт
до 100
от 101 до 1000
Действующие и строящиеся
Перспективные I очереди
Перспективные II очереди



К карте Казахстанского района

Таблица А

КАЗАХСТАНСКИЙ РАЙОН

Эксплуатируемые и строящиеся гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
	Эксплуатируемые									
1	Бухтарминская	Иртыш	675	2500	9	600	2018	8	1953	1960
2	Усть-Каменогорская	»	322	1580	4	331,2*	1580	4	1939	1952
26	Хариузовская	Громотуха	5,6	32	4	5,6	32	4	1925	1927
27	Тишинская	»	6,2	36	1	6,2	36	1	1945	1947
28	Ульбинская	Ульба	27,6	145	3	27,6	145	3	1931	1934
44	Каратальская	Каратал	10,1	42	3	10,1	42	3	1950	1959
72	Верхне-Алмаатинская	Большая Алма-Атинка	15,6	67	3	15,6	67	3	1949	1953
73	Алмаатинская № 2	То же	14,3	85	3	14,8*	85	3	1954	1959
74	Алмаатинская № 5	» »	2,5	18	1	2,5	18	1	1943	1944
75	Алмаатинская № 8	» »	2,5	16	1	2,5	16	1	1944	1948
76	Алмаатинская № 8а	» »	1,0	6,4	1	0,8*	6,4	1	1952	1954
77	Алмаатинская № 6	» »	2,5	15	1	2,5	15	1	1943	1946
78	Алмаатинская № 7	» »	2,5	15	1	2,5	15	1	1943	1948
79—81	Алмаатинские № 9—11	» »	2,5	19,5	3	2 5	19,5	3		1944
85	Чардаринская	Сыр-Дарья	100	540	4	100	540	4	1958	1964
	Итого (с округлением)		1200	5117		1124	4532			
	Строящиеся									
1	Бухтарминская	Иртыш	675** / 75	2500** / 482	9** / 1				1953	
53	Капчагайская	Или	435	1162	6				1965	
	Итого		510	1644						

* Фактическая мощность на 1. I 1966 г.
** В знаменателе — не введенные на 1. I 1966 г. мощность, выработка и число агрегатов.

Таблица Б

КАЗАХСТАНСКИЙ РАЙОН

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Бухтарминская[1] . .	Иртыш	П	596	1275	67	31 000 / 166	Мн.	675	280	2500*[1] / 2560	116,93	153	4,1	0,1	Эн. ир. тр	Э*[2]
2	Усть-Каменогорская	»	П	629	940	41,8	—	Сут.	332	112	1580	67	160	3,4	0,10	Эн. тр.	Э
3	Донская	»	П	720	1200	20	—	Сут.	172	62	600	37	200	5,7		Эн. тр.	С. и. 1952—1961 гг.
4	Шульбинская	»	П	865	2200	49	2200 / 8,8	Сез.	1200	253	3030	172	93	3,6	0,09	Эн. тр.	П. з. 1958—1961 гг.*[2]
5	Семипалатинская . .	»	П	865	1440	20,5	—	Сут.	330	105	1180	55	162	4,5	0,12	Эн. тр.	С. и. 1952—1961 гг.*[2]
6	Белокаменская . . .	»	П	915	2500	28	—	Сут.	510	186	1690	60	90	2,7	0,055	Эн. тр.	С. и. 1952—1961 гг.
7	Известковская . . .	»	П	920	1400	12	—	Сут.	232	80	740	32	114	3,6	0,081	Эн. тр.	С. и. 1952—1961 гг.
8	Акжарская	»	П	925	1040	11	—	Сут.	200	68	610	36	135	4,4	0,105	Эн. тр.	С. и. 1952—1961 гг.
9	Подпусковская . . .	»	П	920	1040	12	—	Сут.	210	77	690	40	140	4,3	0,103	Эн. тр.	С. и. 1952—1961 гг.
10	Ямышевская	»	П	915	1040	15	—	Сут.	120	99	900					Эн. тр.	С. и. 1952 г.
11	Павлодарская	»	П	910	1000	11	—	Сут.	100	56	500					Эн. тр.	С. и. 1952 г
12	Бобровская[2]	»	П	900	1040	16	—	Сут.	120	93	840					Эн. тр.	С. и. 1952 г.
13	Алексеевская	Кальджир	С	28		873	750 / 85	Мн.	400		1600		100	2,5	0,06	Эн.	П. с. 1962 г.

14	Куненбайская . . .	Курчум	Д	10	10	204	—	Сут.	15	2,7	70						Эн.	П. с. 1940 г.
15	Кундуздыкская . . .	»	Д	16	16	153	—	—	18	3,3	86						Эн.	П. с. 1940 г.
16	Карабасская	»	Д	20	20	136	—	—	20	3,6	95						Эн.	П. с. 1940 г.
17	Балабулакская . . .	»	Д	29	28	162	—	—	33	6,3	164						Эн.	П. с. 1940 г.
18	Караджальская . . .	»	Д	48	30	62	—	—	15	3,1	74						Эн.	П. с. 1940 г.
19	Арчатынская	Бухтарма	С	30	49	638	$\frac{400}{42,5}$	Мн.	250		980						Эн.	П. с. 1962 г.
20	Урыльская	»	С	60	100	242	$\frac{750}{40}$	Мн.	200		870						Эн.	П. с. 1962 г.
21	Джаларская	»	С	76	150	235	$\frac{1650}{69}$	Мн.	400		1200		127	4,2	0,09		Эн.	П. с. 1962 г.
22	Печинская	»	С	166	330	95	$\frac{120}{2,3}$	Сут.	$\frac{150^{*3}}{250}$		$\frac{650^{*3}}{1050}$		112	2,7	0,07		Эн.	П. с. 1962 г
23	Сенная	»	С	186	395	95	$\frac{250}{4,3}$	Сут.	$\frac{200^{*3}}{300}$		$\frac{750^{*3}}{1150}$		120	3,1	0,08		Эн.	П. с. 1962 г
24	Зыряновская	»	С	256	490	102	$\frac{1200}{15}$	Мн.	$\frac{300^{*3}}{400}$		$\frac{1270^{*3}}{1700}$		91	2,1	0,05		Эн.	П. с. 1962 г.
	Белокатуньская [3] . .	На переброске части стока р. Катуни в р. Белую	С	62	155	605	$\frac{1250}{64}$	Мн.	800		2700		80	2,4	0,05		Эн.	П. с. 1962 г.
25	Громотушинская . .	Громотуха	С	10	20,5	730	$\frac{200}{63,5}$	Сез.	120		600*4		125	2,5	0,07		Эн. вод.	П. с. 1962 г.
26	Хариузовская	»	Д	19,4*5	11	62	—	—	5,6	3	32						Эн.	Э
27	Тишинская	»	Д	19,4*6	11	86	—	—	6,2	4	36						Эн.	Э
28	Ульбинская	Ульба	Д	35	29	165	—	Сут.	27,6	11,8	145						Эн.	Э
29	Черемшанская . . .	»	Д	39	14	55	—	—	10,5	2,8	50						Эн.	П. с. 1935 г.

[1] Показатели ГЭС Иртышского каскада приведены без учета отъемов воды на ирригацию из р. Черный Иртыш.

[2] Окончание списка станций Иртышского каскада см. в таблицах районов Западной Сибири.

[3] Имеется предложение о переброске части стока р. Катуни в р. Бухтарму. В случае ее осуществления намечается сооружение Белокатуньской ГЭС, которая позволит увеличить выработку энергии на лежащих ниже ГЭС Бухтарминского и Иртышского каскадов, в частности, увеличение выработки на Бухтарминской, Усть-Каменогорской и Шульбинской ГЭС составит 660 млн. *квт·ч*.

*1 В знаменателе — с учетом дополнительной выработки на лежащих ниже ГЭС.

*2 С учетом уточнения на начало 1966 г.

*3 В знаменателе — значение мощности и выработки ГЭС при наличии Белокатуньской ГЭС.

*4 С сооружением Громотушинской ГЭС на существующем Ульбино-Хариузовском каскаде увеличится выработка энергии на 80 млн. *квт·ч*.

*5 Гидроэлектростанции работают на комбинированном стоке рек Громотухи и Тихой; Хариузовская и Тишинская помимо стока р. Громотухи, которая питает станции в летнее время, зимой дополнительно используют сток верховьев р. М. Ульбы, регулируемый Мало-Ульбинским водохранилищем и перебрасываемый в р. Л. Громотуху. Емкость Тишинского водохранилища 6 млн. $м^3$; осуществляет суточное и недельное регулирование. Емкость Лево-Громотушинского водохранилища 220 млн. $м^3$.

*6 Сток регулируется в Мало-Ульбинском водохранилище емкостью 85 млн. $м^3$.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$.	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. *квт*: установленная	Мощность, тыс. *квт*: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. *квт·ч*	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный *квт*, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 *квт·ч*, коп.	Себестоимость энергии, *коп./квт·ч*	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
30	Топихинская	Ульба	Д	46	14	60	—	—	11	3,5	52					Эн.	П. с. 1935 г.
31	ГЭС № 1	Уба	П	31	47	124	634 / 65	Мн.	47		234					Эн.	П. с. 1952 г.
32	ГЭС № 2	»	П	54,3	80	66	313 / 18,5	Сез.	43		214					Эн.	П. с. 1952 г.
33	ГЭС № 3	»	П	64	90	62	183 / 9	Сут.	44		220					Эн.	П. с. 1952 г.
34	ГЭС № 4	»	П	93,3	138	98	610 / 21	Сез.	108		543					Эн.	П. с. 1952 г.
35	ГЭС № 5	»	П	108	160	42	—	—	54		270					Эн.	П. с. 1952 г.
36	ГЭС № 6	»	П	136,6	187	32	630 / 14,7	Сез.	48		240					Эн.	П. с. 1952 г.
37	ГЭС № 7	»	П	141	210	17	—	—	29		143					Эн.	П. с. 1952 г.
38	ГЭС № 8	»	П	144,7	210	16	81 / 1,8	Сут.	27		136					Эн.	П. с. 1952 г.
39	Константиновская . .	Тентек	Д	18	16	153	—	—	17	2	85					Эн.	П. с. 1932 г.
40	Кзылтогайская . . .	»	Д	43	42	44	—	—	14	2	70					Эн.	П. с. 1932 г.
41	Джасылкульская № 1	Лепса	Д	6	6	240	—	—	10	1,7	50					Эн.	П. с. 1932 г.
42	Джасылкульская № 2	»	Д	6	6	320	—	—	14	2,3	70					Эн.	П. с. 1932 г.
43	Лепсинская	»	Д	18	25	70	—	Сут.	13	1,7	70					Эн.	П. с. 1932 г.
44	Каратальская	Каратал	Д	22	21	46	—	—	10,1	1,7	42					Эн.	Э
45	Коксуйская № 1 . .	Коксу	С	31	36	380	133 / 14	Сез.	100	37	542		392	7,2	0,114	Эн.	С. и. 1959 г.
46	Коксуйская № 2 . .	»	С	34,3	40	220	—	—	70	27	396		352	6,5	0,088	Эн.	С. и. 1959 г.
47	Коксуйская № 3 . .	»	С	53	100	235	137	Сез.	160	41	700		167	4,2	0,094	Эн.	С. и. 1959 г.
48	Коксуйская № 4 . .	»	С	54,4	100	112	—	—	70	27	307		385	6	0,088	Эн.	С. и. 1959 г.

49	Коксуйская № 5 . .	Коксу	С	58,4	120	56	66/3,6	Сез.	49	10	181		208	5,7	0,106	Эн.	С. и. 1959 г.
50	Кардалинская . . .	Или			747	12,7	—	—	76	16,2	333		490		0,21	Эн. ир. вод.	С. и.
51	Каратюбекская . . .	»			747	10,1	—	—	60,4	22,2	267,5		117		0,45	Эн. ир. вод.	С. и.
52	Калканская	»	П	430	1000	20	6100/45	Мн.	150		700					Эн. ир. вод.	П. с. 1961 г.
53	Капчагайская	»	П	467	1160	46	6640/45	Мн.	435	100	1162	82,6	145	5,4	0,13	Эн. ир. вод.	С*1
54	Куланбасская	»	П	469	932	22,5	—	Сут.	168	53	466	27,5	161	5,8	0,11	Эн. ир. вод.	С. и.
55	Карачингильская . .	»			610	11,4	—	—	55,7	35,6	372		420		0,13	Эн. ир. вод.	С. и.
56	Карауткольская . .	»			610	6,7	—	—	32,7	20,9	222,4		260		0,10	Эн. ир. вод.	С. и.
57	Бестюбинская . . .	Чарын	П	28	80	55	526/60	Мн.	33	11	100		254	8	0,13	Эн. ир.	С. и. 1961 г.
58	Акчокская	»	П	28	80	35	—	—	23	7	65		161	6	0,17	Эн. ир.	С. и. 1961 г
59	Майнакская	»	С	29	80	480	4/0,5	Сут.	300	102	920		68	2	0,08	Эн. ир.	С. и. 1961 г.
60	Актогайская	»	П	30	90	100	400/42,5	Сез.	64	21	180		181	6	0,05	Эн. ир.	С. и. 1961 г.
61	Курытогайская . . .	»	С	30	90	80	—	—	57	18	155		140	5	0,19	Эн. ир.	С. и. 1961 г.
62	Бестамакская	»	П	31	90	110	—	—	84	26	230		165	6	0,09	Эн. ир.	С. и. 1961 г.
63	Моинтокайская [1] . .	»	С	34	60	175	12/1,1	Сут.	83	11	170		173	8	0,08	Эн. ир.	С. и. 1961 г.
64	Курментинская [2] . .	Чилик	С	30	257	70	—	—	140		763					Эо. ир.	П. с. 1961 г.
65	Сатынская	»	П	32	257	75	—	—	160		874					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
66	Карабулакская . . .	»	П	33	257	60	—	—	125		684					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
67	Алгабасская	»	С	35	257	75	—	—	150		828					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
68	Сарыбулакская . . .	»	С	45	257	170	—	—	350		2000					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
69	Малыбайская	»	С	50	257	190	—	—	398		2278					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
70	Нурагорская	»	Д		257	285	—	—	593		2970					Эн. ир.	П. с. 1961 г.
71	Сарычаганская . . .	»	Д		257	90	—	—	188		940					Эн. ир.	П. с. 1961 г.

[1] Для увеличения расходов воды, используемых на высоконапорных Чарынских ГЭС, намечено перебрасывать в верховья р. Чарына сток рек Баянкола, Текеса, Сары-Джаса, частично Тюпа и оз. Тузколь. За счет этих переброс выработка Чарынских ГЭС увеличится с 1,8 млрд. *квт·ч* до 3,6 млрд. *квт·ч*.

[2] Показатели каскада Чиликских ГЭС приведены с учетом переброски воды из оз. Иссык-Куль в размере 4,7 *км*³ в год.

*1 С учетом уточнения на начало 1966 г.

Продолжение

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек.$	Расход ГЭС, $м^3/сек.$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп/квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
72	Верхне-Алмаатинская	Большая Алма-Атинка	Д	1,9	3,5	581	6,5 / 11	Сез.	15,6	4,7	67					Эн. ир.	Э
73	Алмаатинская № 2	То же	Д	2,85	3,75	516,5	—	—	14,3	5,6	85					Эн.	Э
74	Алмаатинская № 5	» »	Д	4,6	3,6	95	—	—	2,5	1,6	18					Эн.	Э
75	Алмаатинская № 8	» »	Д	5,1	5,3	64	—	—	2,5	1,2	16					Эн.	Э
76	Алмаатинская № 8а	» »	Д	5,1	5,2	25	—	—	1,0	0,6	6,4					Эн.	Э
77	Алмаатинская № 6	» »	Д	5,1	6	55	—	Сут.	2,5	1,1	15					Эн.	Э
78	Алмаатинская № 7[1]	» »	Д	—	6	56	—	—	2,5	1,1	15					Эн.	Э
79—81	Алмаатинские 9—11	» »	Д	5,1	3,2	102	—	—	2,5	2	19,5					Эн.	Э
82	Таласская[2]	Талас	Д	34	25	53	—	—	10,8	4,2	80					Эн. ир.	П. с. 1941
83	Ак-Кульская № 1	Подводящий канал к Ак-Кульскому водохранилищу	Д	—	26,7	100	—	—	21,3	21,3	169					Эн. ир.	П. с. 1950 г
84	Ак-кульская № 2 . .	То же	Д	—	26,7												
85	Чардаринская[3]	Сыр-Дарья	П	709	768	24	4700 / 21	Сез.	100	31	540		105	2	0,08	Эн. ир.	Э
86	Майдантальская высокогорная	Притоки р. Майдантал	Д	6	8	645	—	—	42		—					Эн. ир.	П. с. 1935 г.
87	Кызылтальская . . .	Угам	С	14	20	125	187 / 38	Сез.	20		100					Эн. ир.	П. с. 1935 г.
88	Нижне-Угамская . .	»	С	17	18	275	—	—	42		270*					Эн. ир.	П. с. 1935 г.
89	Келесская № 1 . . .	Келес	Д	—	60	30	—	—	14,5							Эн. ир.	П. с. 1955 г.
90	Келесская № 2 . . .	Келес	Д	—	60	30	—	—	14,5							Эн. ир.	П. с. 1955 г.

91	Аксуйская № 1 . . .	Аксу	С	7	11	500	—	Сут.	42		210						Эн. ир.	П. с.	1932
92	Аксуйская № 2 . . .	»	Д	7,5	11	500	—	—	42		210						Эн. ир.	П. с.	1932
93	Аксуйская № 3 . . .	»	С	8	11	300	—	Сут.	25		127						Эн. ир.	П. с.	1932
94	Аксуйская № 4 . . .	»	Д	8,5	11	300	—	—	25		127						Эн. ир.	П. с.	1932
95	Аксуйская № 5 . . .	»	Д	8,8	24	150	—	—	28		140						Эн. ир.	П. с.	1932

[1] Гидроэлектростанция забирает воду из отводящего канала лежащей выше гидроэлектростанции.
[2] Начало списка станций Таласского каскада см. в таблицах Киргизской ССР.
[3] Начало списка станций Сыр-Дарьинского каскада см. в таблицах Узбекской и Таджикской ССР. Гидроэлектростанция построена при плотине Чардаринского водохранилища, предназначенного для регулирования стока в ирригационных целях.
*[1] С учетом регулирования стока в водохранилище лежащей выше ГЭС.

Таблица В

КАЗАХСТАНСКИЙ РАЙОН

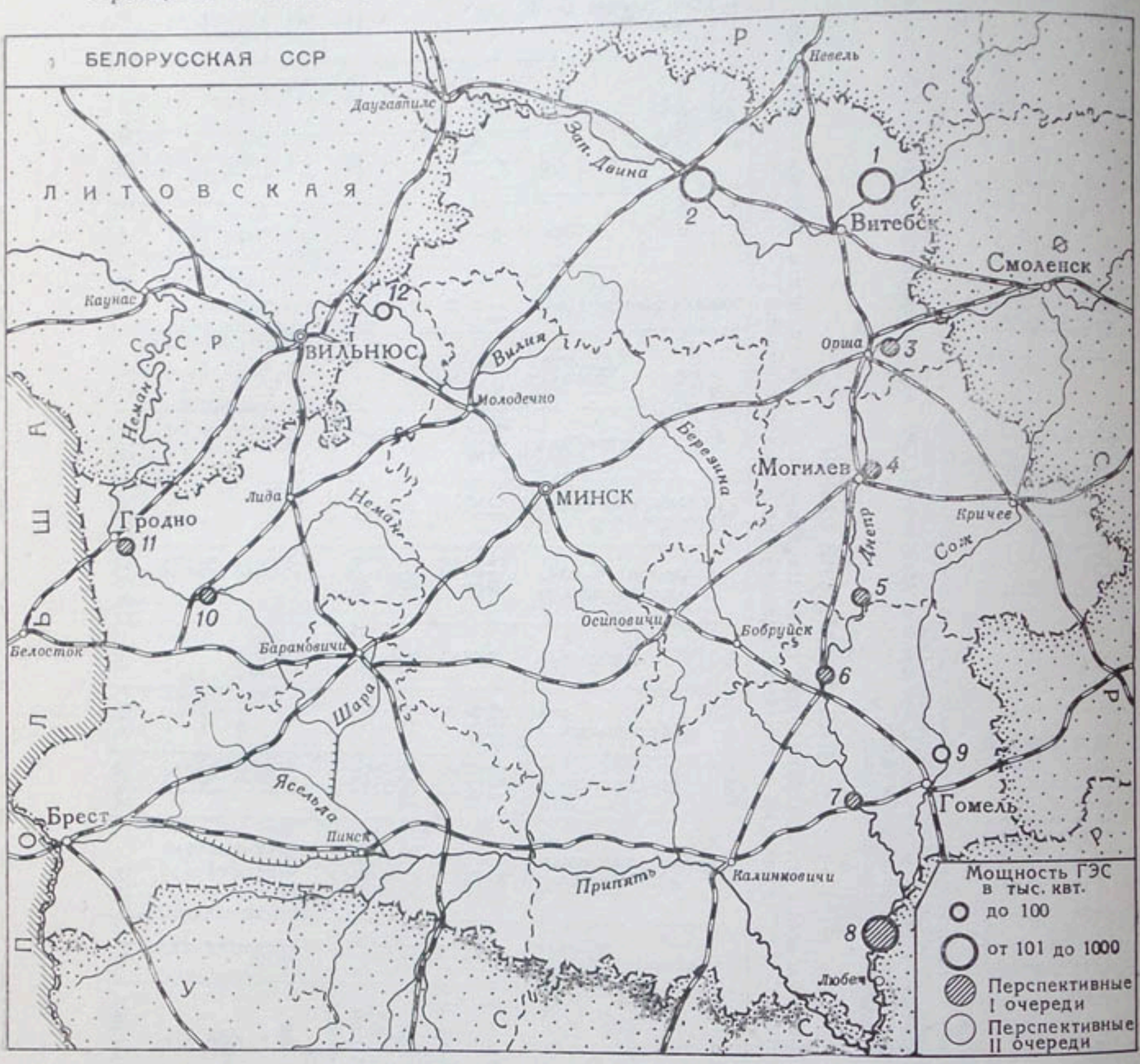
Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. *квт*	Выемки, тыс. $м^3$			Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс. $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$		Металлоконструкции, тыс. *т*	Водохранилище					Проектная документация
					в мягких грунтах	в скальных грунтах	туннельные			открытый	туннельный		площадь затопления, тыс. *га*			число переселяемых дворов, тыс.	затраты по водохранилищу, млн. руб.	
													общая	с/х угодий	лес			
1	Бухтарминская . . .	Иртыш	П	675	185	1185	4	317	10	1180	—	11,6	333	175	8	5,5	21,5	Р. ч. 1960
2	Усть-Каменогорская	»	П	332	870	806	2	172	45	582	—	9,7	1,9	1,8	0,1	0,3	0,1	Т. п. 1950
27	Тишинская	Громотуха	Д	6,2	125	4	5	24	—	4	—	0,7	—	—	—	—	—	Р. ч. 1944—1945 гг.
28	Ульбинская	Ульба	Д	27,6	1044	19	57	617	130	38	15	2,9	—	—	—	—	—	П. з.
44	Каратальская	Каратал	Д	10,1	159	—	—	84	5	14	—	0,8	—	—	—	—	—	П. з. 1947
72	Верхне-Алмаатинская	Большая Алма-Атинка	Д	15,6	427	29	1,5	804	18	30	1,2	3,7	—	—	—	—	—	Т. п. 1949
73	Алмаатинская № 2	То же	Д	14,8	148	42	57	59	5	53	—		—	—	—	—	—	Т. п. 1954
74	Алмаатинская № 5	» »	Д	2,5	108	—	—	1	1	3	—	0,1	—	—	—	—	—	П. з. 1943
75	Алмаатинская № 8	» »	Д	2,5	16	—	—	15	4	5	—	0,3	—	—	—	—	—	П. з. 1944
77	Алмаатинская № 6	» »	Д	2,5	167	—	—	164	—	7	—	0,5	—	—	—	—	—	Р. п. 1944
78	Алмаатинская № 7	» »	Д	2,5														
79—81	Алмаатинские № 9—11	» »	Д	2,5	136	—	—	17	—	4	—	0,2	—	—	—	—	—	П. з. 1944
85	Чардаринская . . .	Сыр-Дарья	П	100	2820	817	—	13 309	356	374	—	5,8	—	90	—	—	—	Т. п. 1960

XVIII. БЕЛОРУССКИЙ РАЙОН

БЕЛОРУССКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	6 млрд. *квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	3 млрд. *квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	0,9 млрд. *квт·ч*
На 1.1.1966 г. среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	—
Строящихся	—



БЕЛОРУССКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек$.	Расход ГЭС, $м^3/сек$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, коп. $квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Витебская	Зап. Двина	Д	222	1112	29	2370 / 34	Сез.	180	40*	380*		250	9,2	0,16	Эн. тр.	ТЭД 1960 г.
2	Полоцкая [1]	То же	П	302	1000	18	550 / 5,8	Сез.	150	41	340		220	9,7		Эн. тр.	С. и. 1959 г.
3	Оршинская [2]	Днепр	П	128	300	13	100 / 2,5	Сут.	30	5,1	94,6**					Эн. тр.	ТЭД 1952 г.
4	Могилевская	»	П	147	244	10	110 / 2,4	Сут.	15	4,5	68					Эн. тр.	ТЭД 1952 г.
5	Виляховская	»	П	162	297	11,6	810 / 16	Сез.	20	8,1	96*** / 154					Эн. тр.	ТЭД 1952 г.
6	Жлобинская	»	П	250	325	6	200 / 2,6	Сут.	12	5,6	54					Эн. тр.	ТЭД 1952 г.
7	Речицкая	»	П	378	552	8	780 / 6,5	Сез.	30	10,5	137*** / 191					Эн. тр.	ТЭД 1952 г.
8	Любечская [3]	»	П	572	1600	12	2129 / 12	Сез.	150	17,9	305*** / 380					Эн. тр., ир.	ТЭД 1950 г. и П. с. 1962 г.
9	Ветковская	Сож	П	152	266	12,9	1689 / 36	Мн.	20	7,2	98					Эн.	ТЭД 1950 г., уточнено в 1952 г.
10	Мостовская	Неман	П	170	300	15	1620 / 30	Мн.	36	15	146					Эн. тр.	С. и. 1951 г.
11	Гродненская [4] . . .	»	П	207	370	14	192 / 3	Сут.	82	13,1	189		287	11,3	0,81	Эн.	П. с. 1961 г.
12	Литвянская [5]	Вилия	П	82	168	11	—	Сут.	12	4,8	55					Эн.	ТЭД 1947 г.

[1] Продолжение списка станций Западно-Двинского каскада см. в таблицах Латвийской ССР.
[2] Начало списка станций Днепровского каскада см. в таблицах Центрального района.
[3] Продолжение списка станций Днепровского каскада см. в таблицах Юго-Западного района.
[4] Продолжение списка станций Неманского каскада см. в таблицах Литовской ССР.
[5] Продолжение списка станций Вилийского каскада см. в таблицах Литовской ССР.
* После сооружения Витебской ГЭС на лежащих ниже ГЭС увеличится обеспеченная мощность на 8 тыс. $квт$ и выработка на 110 млн. $квт \cdot ч$
** В том числе: от регулирования водохранилищем Смоленской ГЭС — 12,7 млн. $квт \cdot ч$.
*** В знаменателе — с учетом дополнительной выработки на лежащих ниже ГЭС.

МОЛДАВСКАЯ ССР

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы	1,9 млрд·*квт·ч*
Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы	1,2 млрд·*квт·ч*
Экономические гидроэнергетические ресурсы	0,7 млрд·*квт·ч*
На 1. I. 1966 г среднемноголетняя выработка гидроэлектростанций:	
Эксплуатируемых	0,26 млрд·*квт·ч*
Строящихся	—

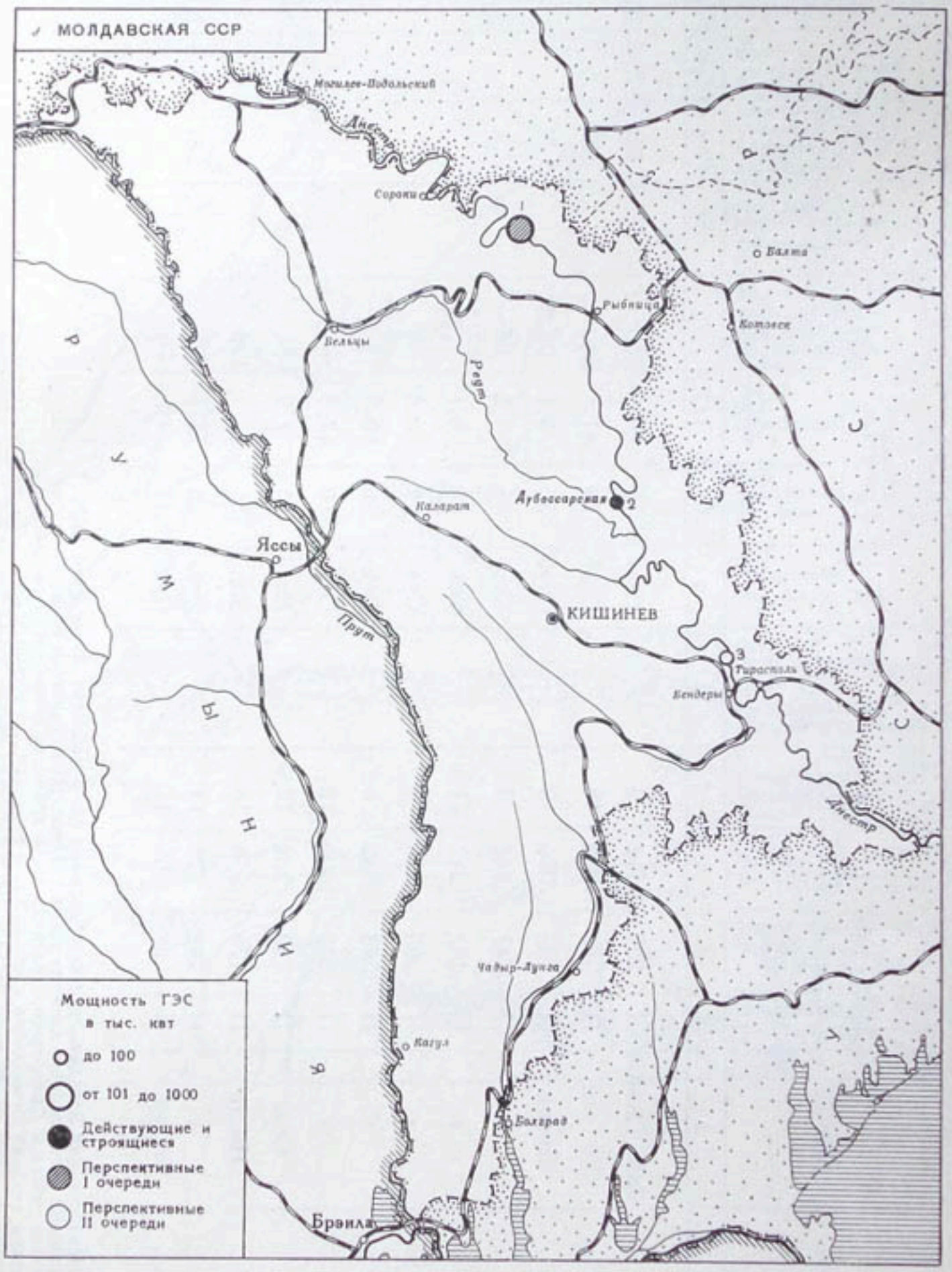


Таблица А

МОЛДАВСКАЯ ССР

Эксплуатируемые гидроэлектростанции

№ по карте и таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	По проекту			Введено на 1. I 1966 г.			Год начала строительства	Год ввода первой турбины
			установленная мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин	мощность, тыс. *квт*	выработка среднемноголетняя, млн. *квт·ч*	число турбин		
2	Дубоссарская . .	Днестр	40	261	4	44*	261	4	1949	1954

* Фактическая мощность на 1.I 1966 г.

Таблица Б

МОЛДАВСКАЯ ССР

Показатели эксплуатируемых, строящихся, запроектированных и выявленных гидроэлектростанций

№ по карте	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Среднемноголетний расход реки, $м^3/сек.$	Расход ГЭС, $м^3/сек.$	Максимальный напор, $м$	Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$ / доля от годового стока, %	Характер регулирования	Мощность, тыс. $квт$: установленная	Мощность, тыс. $квт$: обеспеченная	Среднемноголетняя выработка энергии, млн. $квт \cdot ч$	Сметная стоимость по разделу «А», млн. руб.	Удельные капиталовложения: на один установленный $квт$, руб.	Удельные капиталовложения: на 1 $квт \cdot ч$, коп.	Себестоимость энергии, $коп./квт \cdot ч$	Компоненты комплекса	Состояние изученности
1	Каменковская	Днестр[1]	П	288	1130	20	—	Сут.	230		370		150	9,3		Эн.	П. с. 1960 г.
2	Дубоссарская	»	П	288	404	16,8	—	Сут.	40	11,5	261	33,7	727	11,2	0,2	Эн.	Э
3	Спеевская	»	П	288	350	6	—	Сут.	16	7*	107*					Эн.	П. с. 1950 г.

[1] Начало списка станций Днестровского каскада см. в таблицах Юго-Западного района.
* С учетом регулирования стока в водохранилищах, лежащих выше ГЭС.

Таблица В

МОЛДАВСКАЯ ССР

Объемы работ и сведения о водохранилищах по эксплуатируемым, строящимся и запроектированным (имеющим проектные задания) гидроэлектростанциям

№ по таблице Б	Гидроэлектростанция	Водоток	Тип гидроэлектростанции	Установленная мощность, тыс. $квт$	Выемки, тыс. $м^3$: в мягких грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: в скальных грунтах	Выемки, тыс. $м^3$: туннельные	Насыпи мягкого грунта, тыс. $м^3$	Каменные наброски и фильтры, тыс $м^3$	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: открытый	Бетон и железобетон, тыс. $м^3$: туннельный	Металлоконструкции, тыс. $т$	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: общая	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: с/х угодий	Водохранилище: площадь затопления, тыс. $га$: лес	Водохранилище: число переселяемых дворов, тыс.	Водохранилище: затраты по водохранилищу, млн. руб.	Проектная документация
2	Дубоссарская	Днестр	П	40	1133	13	—	1090	81	151	—	2,8	4,9	1,9	0,2	3,7	12,2	Т. п. 1950 г.

ТАБЛИЦЫ ВРЕМЕНИ ВВОДА МАШИН И РОСТА МОЩНОСТИ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ СССР

Район	Установленная мощность в тыс. *квт* (числитель)								
	До 1917 г.	1918—1920 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Северо-Западный	—	61 / 2	61 / 2	2×9 / 5	40 / 2	257 / 6	655 / 9	674 / 9	848 / 11
Центральный	—	—	—	64 / 4	195 / 3	339 / 6	504 / 6	504 / 6	504 / 6
Волго-Вятский	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Центрально-Черноземный	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Поволжский	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Северо-Кавказский	—	—	—	44 / 3	12 / 2	43 / 3	102 / 7	103 / 7	223 / 8
Уральский	—	—	—	—	—	—	35 / 3	41 / 4	41 / 4
Западно-Сибирский	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Восточно-Сибирский	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Дальневосточный	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Донецко-Приднепровский	—	—	310 / 1	434 / 1	0 / —	0 / —	651 / 1	651 / 1	651 / 1
Юго-Западный	—	—	—	—	—	—	5 / 2	5 / 2	5 / 2
Южный	—	—	—	—	—	—	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Прибалтийский	—	—	—	—	—	32 / 3	65 / 3	65 / 3	65 / 3
В том числе:									
Калининградская область РСФСР	—	—	—	—	—	14 / 2	14 / 2	14 / 2	14 / 2
Закавказский	—	18 / 2	41 / 6	163 / 9	205 / 9	221 / 9	412 / 14	427 / 14	459 / 17
Среднеазиатский	1 / 1	5 / 2	5 / 2	29 / 5	112 / 7	174 / 14	355 / 23	379 / 23	406 / 24
Казахстанский	—	3 / 1	3 / 1	12 / 2	21 / 2	36 / 6	52 / 10	52 / 10	135 / 11
Белорусский	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Молдавская ССР	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по СССР	1 / 1	87 / 7	420 / 12	975 / 29	585 / 25	1102 / 47	2837 / 79	2902 / 80	3333 / 88
Тоже с учетом неподключенных к энергосистемам	16	121	504	1044	683	1252	3218	3338	3814

ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ РАЙОНАМ СССР

и количество гидроэлектростанций (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
917/12	936/13	1184/16	1310/17	1310/17	1329/17	1340/18	1399/19	1481/20	1576/22	1650/23		
504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6	504/6
—/—	—/—	200/1	400/1	400/1	400/1	520/1	520/1	520/1	520/1	520/1	520/1	520/1
—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—
—/—	—/—	105/1	1260/1	2300/1	2645/2	3805/3	4881/3	4914/3	5029/3	5029/3	5029/3	5029/3
233/9	368/11	384/11	384/11	384/11	384/11	384/11	389/11	461/12	492/13	492/13	501/14	501/14
41/4	166/5	271/5	523/5	523/5	559/6	574/6	574/6	774/7	1174/7	1574/7	1574/7	1574/7
—/—	—/—	—/—	—/—	114/1	286/1	400/1	400/1	400/1	400/1	400/1	400/1	400/1
—/—	—/—	—/—	166/1	497/1	662/1	662/1	662/1	1605/3	2998/3	4348/3	4348/3	4573/3
—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—
651/1	651/1	651/1	651/1	651/1	651/1	822/2	1337/2	1337/2	1337/2	1424/3	1687/3	1687/3
5/2	5/2	5/2	32/3	32/3	32/3	32/3	32/3	32/3	32/3	32/3	32/3	97/4
1/1	1/1	105/2	313/2	317/3	317/3	317/3	348/3	348/3	348/3	348/3	348/3	348/3
82/3	82/3	82/3	82/3	82/3	82/3	127/4	172/4	172/4	172/4	172/4	172/4	584/5
14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2	14/2
802/19	1049/20	1073/21	1241/26	1289/27	1333/28	1430/30	1548/32	1554/32	1593/32	1703/33	1703/33	1703/33
436/27	445/28	462/29	545/32	654/38	701/41	677/41	732/45	777/46	970/47	1110/47	1128/48	1128/48
316/12	317/13	317/13	317/13	317/13	317/13	424/15	649/16	874/16	874/16	874/16	999/17	1124/17
—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—
—/—	80/1	40/1	40/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1
3987/96	4543/104	5382/112	7767/123	9417/132	10 245/138	12 064/146	14 190/154	15 797/160	18 063/164	20 224/167	20 679/171	21 731/174
4520	5135	5996	8498	10 040	10 863	12 710	14 781	16 366	18 622	20 830	21 251	22 244

ВВОД МОЩНОСТИ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАН

Республика	Установленная мощность в тыс. *квт* (числитель)								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РСФСР	— / —	61 / 2	61 / 2	337 / 12	247 / 7	653 / 17	1310 / 27	1336 / 28	1630 / 31
Украинская	— / —	— / —	310 / 1	434 / 1	0 / —	0 / —	657 / 4	657 / 4	657 / 4
Белорусская	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —
Узбекская	— / —	4 / 1	4 / 1	24 / 3	104 / 5	160 / 10	320 / 17	343 / 17	367 / 17
Казахская	— / —	3 / 1	3 / 1	12 / 2	21 / 2	36 / 6	52 / 10	52 / 10	135 / 11
Грузинская	— / —	13 / 1	13 / 1	93 / 3	101 / 3	101 / 3	250 / 7	257 / 7	287 / 10
Азербайджанская . . .	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —
Литовская	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —
Молдавская	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —
Латвийская	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	18 / 1	51 / 1	51 / 1	51 / 1
Киргизская	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	6 / 2	13 / 3	13 / 3	13 / 3
Таджикская	— / —	— / —	— / —	4 / 1	7 / 1	7 / 1	21 / 2	22 / 2	25 / 3
Армянская	— / —	5 / 1	28 / 5	70 / 6	104 / 6	120 / 6	162 / 7	170 / 7	172 / 7
Туркменская	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Эстонская	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —	— / —
Итого по СССР	— 1 / 1	87 / 7	420 / 12	975 / 29	585 / 25	1102 / 47	2837 / 79	2902 / 80	3338 / 88
Тоже с учетом неподключенных к энергосистемам	16	121	504	1044	683	1252	3218	3338	3814

и количество гидроэлектростанций (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1709/33	1988/37	2662/42	4561/44	6046/45	6783/47	8204/49	9343/50	10 673/55	12 707/58	14 531/59	14 580/61	15 030/62
657/4	657/4	761/5	996/6	1000/7	1000/7	1171/8	1717/8	1717/8	1717/8	1804/9	2067/9	2132/10
—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—
395/19	401/19	418/20	459/22	477/24	484/24	460/24	505/26	505/26	504/26	504/26	504/26	504/26
316/12	317/13	317/13	317/13	317/13	317/13	424/15	649/16	874/16	874/16	874/16	999/17	1124/17
287/10	294/11	318/12	434/15	438/15	482/16	490/16	602/17	608/17	608/17	718/18	718/18	718/18
119/1	359/1	359/1	364/2	376/2	376/2	376/2	376/2	376/2	376/2	376/2	376/2	376/2
—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	45/1	90/1	90/1	90/1	90/1	90/1	90/1
—/—	20/1	40/1	40/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1	44/1
68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	68/1	480/2
15/4	18/5	18/5	18/5	22/8	40/10	40/10	42/12	87/13	211/13	211/13	211/13	211/13
25/3	25/3	25/3	67/4	151/4	173/5	173/5	181/5	181/5	251/6	391/6	409/7	409/7
396/8	396/8	396/8	443/9	475/10	475/10	564/12	570/13	570/13	609/13	609/13	609/13	609/1
1/1	1/1	1/1	1/1	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2	4/2
—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—	—/—
3988/96	4544/104	5383/112	7768/123	9418/132	10 246/138	12 063/146	14 191/154	15 797/160	18 063/164	20 224/167	20 679/171	21 731/174
4520	5135	5996	8498	10 040	10 863	12 710	14 781	16 366	18 622	20 830	21 251	22 244

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Северо-Запад									
Волховская	—	56/8	56/8	66*1/10	0/0	66*1/10	66/10	66/10	66/10
Кондопожская	—	5,4/2	5,4/2	5,4/2	0/0	0/0	22/2	26,2/3	26,2/3
Нижне-Свирская	—	—	—	100/4	0/0	25/1	100/4	100/6	100/6
Нивская № 2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нижне-Туломская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Раухиальская	—	—	—	—	0/0	72/3	96/4	96/4	96/4
Энсо ГЭС	—	—	—	—	—	24/1	96/4	96,5*2/5	96,5/5
Нивская № 3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Янискоски	—	—	—	—	—	—	15/1	29,2/3	29,2/3
Нивская № 1	—	—	—	—	—	—	—	—	14/1
Верхне-Свирская	—	—	—	—	—	—	—	—	160/4
Маткожненская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Пальеозерская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Раякоски	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Княжегубская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нарвская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ондская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Кайтакоски	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Иовская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Выгостровская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Кумская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Беломорская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Борисоглебская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Череповецкая	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Верхне-Туломская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Северо-Западному району	—	61	61	229	40	257	655	674	848

*1 В том числе: два агрегата мощностью по 1 тыс. *квт*.
*2 В том числе: один агрегат мощностью 0,5 тыс. *квт*.

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ный район												
66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10	66/10
26,2/3	25,6/3	25,6/3	25,6/3	25,6/3	25,6/3	25,6/3	28,2/3	28,2/3	28,2/3	28,2/3	28,2/3	28,2/3
100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6	100/6
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
96/4	96/4	96/4	96/4	96/4	96/4	96/4	108/4	108/4	108/4	108/4	108/4	108/4
96,5/5	96,5/5	96,5/5	96,5/5	96,5/5	96,5/5	96,5/5	100,5/5	100,5/5	100,5/5	100,5/5	100,5/5	100,5/5
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
29,2/3	29,2/3	29,2/3	29,2/3	29,2/3	30,5/3	30,5/3	30,5/3	30,5/3	30,5/3	30,5/3	30,5/3	30,5/3
26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2	26/2
160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4	160/4
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	20/2	20/2	20/2	20/2	20/2	20/2	20/2	22/2	22/2	22/2	22/2	22/2
—	—	27,2/2	40,8/3	40,8/3	43,2/3	43,2/3	43,2/3	43,2/3	43,2/4	43,2/3	43,2/3	43,2/3
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3	124,8/3
—	—	—	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4
—	—	—	—	—	—	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	40/2	40/2	40/2	40/2	40/2
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	9/1	27/3	27/3	27/3
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
917	936	1184	1310	1310	1329	1340	1399	1481	1576	1650		

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Централь									
Перервинская	—	—	—	2,7 / 2	0 / 0	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2
Карамышевская	—	—	—	2,7 / 2	0 / 0	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2
Сходненская	—	—	—	29 / 2	0 / 0	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2
Иваньковская	—	—	—	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2
Угличская	—	—	—	—	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2
Рыбинская	—	—	—	—	55 / 1	165 / 3	330 / 6	330 / 6	330 / 6
Всего по Центральному району	—	—	—	64	195	339	504	504	504
Волго-Вят									
Горьковская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Волго-Вятскому району	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Поволжский									
Волжская имени В. И. Ленина	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Волжская имени XXII съезда КПСС	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Павловская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Поволжскому району	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Северо-Кавказ									
Гизельдонская	—	—	—	22,8*2 / 4	7,8*2 / 2	23,1*3 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5
Баксанская	—	—	—	16,6 / 2	0 / 0	15,8 / 2	24,3 / 3	24,3 / 3	24,3 / 3
Гергебильская	—	—	—	4,2 / 3	4,2 / 3	4,2 / 3	4,2 / 3	4,2 / 3	4,2 / 3
Свистухинская	—	—	—	—	—	—	5 / 2	5 / 2	5 / 2
Орджоникидзевская	—	—	—	—	—	—	7,5 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3
Краснополянская	—	—	—	—	—	—	28,5*4 / 5	28,5 / 5	28,5 / 5
Майкопская	—	—	—	—	—	—	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4

*1 В том числе: 3 агрегата мощностью по 11 тыс. *квт*.
*2 В том числе: один агрегат мощностью 0,3 тыс. *квт*.
*3 В том числе: два агрегата мощностью по 0,3 тыс. *квт*.
*4 В том числе: один агрегат мощностью 0,5 тыс. *квт*.

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ный район												
2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2
2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2
29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2
30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	30 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2	29 / 2
110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2	110 / 2
330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6	330 / 6
504	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504
ский район												
—	—	200 / 4	400 / 8	400 / 8	400 / 8	520 / 8	520 / 8	520 / 8	520 / 8	520 / 8	520 / 8	520 / 8
—	—	200	400	400	400	520	520	520	520	520	520	520
район												
—	—	105 / 1	1260 / 12	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20	2300 / 20
—	—	—	—	—	345 / 3	1380 / 12	2415 / 21	2448*1 / 24	2563*1 / 25	2563 / 25	2563 / 25	2563 / 25
—	—	—	—	—	124,8 / 3	166,4 / 4	166,4 / 4	166,4 / 4	166,4 / 4	166,4 / 4	166,4 / 4	166,4 / 4
—	—	105	1260	2300	2645	3805	4881	4914	5029	5029	5029	5029
ский район												
23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5	23,1 / 5
24,3 / 3	24,3 / 3	24,3 / 3	24,3 / 3	24,3 / 3	24,3 / 3	24,3 / 3	25 / 3	25 / 3	24,1 / 3	24,1 / 3	24,1 / 3	24,1 / 3
4,2 / 3	4,2 / 3	4,2 / 3	4,2 / 3	4,7 / 3	4,7 / 3	4,7 / 3	7,9 / 6	7,9 / 6	7,8 / 6	7,8 / 6	7,8 / 6	7,8 / 6
5 / 2	12 / 4	12 / 4	12 / 4	12 / 4	12 / 4	12 / 4	12 / 4	12 / 4	11,8 / 4	11,8 / 4	11,8 / 4	11,8 / 4
8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3	8,6 / 3
28,5 / 5	28,5 / 5	28,5 / 5	28,5 / 5	28,5 / 5	28,5 / 5	28,5 / 5	29,5 / 5	29,5 / 5	29,4 / 5	29,4 / 5	29,4 / 5	29,4 / 5
9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4	9,4 / 4

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Цимлянская	—	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{120}{3}$
Сенгилеевская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Белореченская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Эзминская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Чир-Юртская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Егорлыкская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Чир-Юртская № 2 . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Северо-Кавказскому району	—	—	—	44	12	43	102	103	223
									Уральский
Широковская	—	—	—	—	—	—	$\frac{28}{2}$	$\frac{28}{2}$	$\frac{28}{2}$
Верхотурская	—	—	—	—	—	—	$\frac{4,5}{2}$	$\frac{7}{3}$	$\frac{7}{3}$
Зюраткульские	—	—	—	—	—	—	$\frac{2,9}{2}$	$\frac{5,8}{4}$	$\frac{5,8}{4}$
Камская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ириклинская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Воткинская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Уральскому району . . .	—	—	—	—	—	—	35	41	41
									Западно-Сибир
Новосибирская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Западно-Сибирскому району	—	—	—	—	—	—	—	—	—
									Восточно-Сибир
Иркутская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Братская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Мамаканская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Восточно-Сибирскому району	—	—	—	—	—	—	—	—	—

*1 В том числе: один агрегат мощностью 4 тыс. *квт*.
*2 В том числе: один агрегат мощностью 5,5 тыс. *квт*.

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	2
124*1 / 4	165,5*2 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5	165,5 / 5
6 / 1	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3	15 / 3
—	32 / 2	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3	48 / 3
—	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3	45 / 3
—	—	—	—	—	—	—	—	72 / 2	72 / 2	72 / 2	72 / 2	72 / 2
—	—	—	—	—	—	—	—	—	32 / 2	32 / 2	32 / 2	32 / 2
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9,4 / 1	9,4 / 1
233	368	384	384	384	384	384	389	461	492	492	501	501
район												
28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2	28 / 2
7 / 3	7 / 3	7 / 3	7 / 3	7 / 3	7 / 3	7 / 3	7 / 3	7 / 3	6,8 / 3	6,8 / 3	6,8 / 3	6,8 / 3
5,8 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4
—	126,0 / 6	231 / 11	483 / 23	483 / 23	504 / 24	504 / 24	504 / 24	504 / 24	504 / 24	504 / 24	504 / 24	504 / 24
—	—	—	—	—	15 / 2	30 / 4	30 / 4	30 / 4	30 / 4	30 / 4	30 / 4	30 / 4
—	—	—	—	—	—	—	—	200 / 2	600 / 6	1000 / 10	1000 / 10	1000 / 10
41	166	271	523	523	559	574	574	774	1174	1574	1574	1574
ский район												
—	—	—	—	114,4 / 2	286,0 / 5	400,4 / 7	400,4 / 7	400,4 / 7	400,4 / 7	400,4 / 7	400,4 / 7	400,4 / 7
—	—	—	—	114	286	400	400	400	400	400	400	400
ский район												
—	—	—	165,6 / 2	496,8 / 6	662,4 / 8	662,4 / 8	662,4 / 8	662,4 / 8	662,4 / 8	662,4 / 8	662,4 / 8	662,4 / 8
—	—	—	—	—	—	—	—	900 / 4	2250 / 10	3600 / 16	3600 / 16	3825 / 17
—	—	—	—	—	—	—	—	43 / 2	86 / 4	86 / 4	86 / 4	86 / 4
—	—	—	166	497	662	662	662	1605	2998	4348	4348	4573

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Донецко-Придне									
Днепровская имени В. И. Ленина	—	—	310 / 5	434 / 7	0 / 0	0 / 0	650,6*1 / 10	650,6 / 10	650,6 / 10
Кременчугская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Днепродзержинская . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Донецко-Приднепровскому району	—	—	310	434	0	0	651	651	651
Юго-Запад									
Оноковская	—	—	—	—	—	—	2,7 / 2	2,7 / 2	2,7 / 2
Ужгородская	—	—	—	—	—	—	1,9 / 2	1,9 / 2	1,9 / 2
Теребля-Рикская № 1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Киевская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Юго-Западному району	—	—	—	—	—	—	5	5	5
Южный									
Первомайская	—	—	—	—	—	—	1 / 2	1 / 2	1*2 / 2
Вознесенская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Каховская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Южному району	—	—	—	—	—	—	1	1	1
Прибалтий									
Литовская ССР									
Каунасская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Литовской ССР	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Латвийская ССР									
Кегумская	—	—	—	—	0 / 0	17,5 / 1	51 / 3	51 / 3	51 / 3
Плявиньская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Латвийской ССР	—	—	—	—	—	18	51	51	51

*1 В том числе: один агрегат мощностью 2,6 тыс. *квт*.
*2 Ввиду отсутствия данных установленная мощность за период 1952—1956 гг. приведена условно.

Продолжение

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
провский район												
650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10	650,6/10
—	—	—	—	—	—	171,6/3	686,4/12	686,4/12	686,4/12	686,4/12	686,4/12	686,4/12
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	87,5/2	350/8	350/8
651	651	651	651	651	651	822	1337	1337	1337	1424	1687	1687
ный район												
2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2	2,7/2
1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2	1,9/2
—	—	—	27/3	27/3	27/3	27/3	27/3	27/3	27/3	27/3	27/3	27/3
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	65,2/2
5	5	5	32	32	32	32	32	32	32	32	32	97
район												
1/2	1/2	1/2	1**/2	2,3/3	2,2/3	2,2/3	2,2/3	1,8/3	1,8/3	1,8/3	1,8/3	1,8/3
—	—	—	—	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
—	—	104/2	312/6	312/6	312/6	312/6	343,2/6	343,2/6	343,2/6	343,2/6	343,2/6	343,2/6
1	1	105	313	317	317	317	348	348	348	348	348	348
ский район												
—	—	—	—	—	—	45/2	90/4	90/4	90/4	90/4	90/4	90/4
—	—	—	—	—	—	45	90	90	90	90	90	90
68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4	68/4
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	412,5/5
68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	48)

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Калининградская область РСФСР									
ГЭС № 3 (Калининградэнерго)	—	—	—	—	—	11 / 4	11 / 4	11 / 4	11 / 4
ГЭС № 4 (Калининградэнерго)	—	—	—	—	—	2,8 / 2	2,8 / 2	2,8 / 2	2,8 / 2
Всего по Калининградской области	—	—	—	—	—	14	14	14	14
Всего по Прибалтийскому району	—	—	—	—	—	32	65	65	65
									Закавказский
Грузинская ССР									
Земо-Авчальская (ЗаГЭС	—	13 / 4	13 / 4	36,8 / 6	36,8 / 6	36,8 / 6	36,8 / 6	36,8 / 6	36,8 / 6
Рионская	—	—	—	48 / 4	48 / 4	48 / 4	48 / 4	48 / 4	48 / 4
Аджарис-Цкальская (АцГЭС)	—	—	—	8 / 1	16 / 2	16 / 2	16 / 2	16 / 2	16 / 2
Храмская № 1	—	—	—	—	—	—	112,8 / 3	113,5*1 / 4	113,5 / 4
Сухумская	—	—	—	—	—	—	20,5 / 4	20,5 / 4	19,2 / 4
Читахевская	—	—	—	—	—	—	14 / 2	21,0 / 3	21 / 3
Багнарская	—	—	—	—	—	—	1,6 / 2	1,6 / 2	1,6 / 2
Самгорские	—	—	—	—	—	—	—	—	30,6 / 5
Ортачальская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Шаорская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ткибульская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Бжужинская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Гуматская № 2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Гуматская № 1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ладжанурская № 1 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Храмская № 2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по Грузинской ССР	—	13	13	93	101	101	250	257	287

*1 В том числе: 1 агрегат мощностью 0,7 тыс. *квт*.

Продолжение

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	2
11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4	11/4
2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,8/2	2,3/2	2,8/2
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
82	82	82	82	82	82	127	172	172	172	172	172	584

район

36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6	36,8/6
48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4	48/4
16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2	16/2
113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4	113,5/4
19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,2/4	19,1/4	19,1/4	19,1/4	19,1/4
21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3	21/3
1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2	1,6/2
30,6/5	31,9/5	29,9/5	29,9/5	29,9/5	29,9/5	30,1/5	30,1/5	30,3/5	30,3/5	30,3/5	30,3/5	30,3/5
—	6,0/1	12/2	18/3	18/3	18/3	6/1	6/1	12/2	12/2	12/2	12/2	12/2
—	—	20/2	19,2/2	19,2/2	19,2/2	38,4/4	38,4/4	38,4/4	38,4/4	38,4/4	38,4/4	38,4/4
—	—	—	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4	80/4
—	—	—	8,2/2	12,3/3	12,3/3	12,3/3	12,3/3	12,3/3	12,2/3	12,2/3	12,2/3	12,2/3
—	—	—	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3	22,8/3
—	—	—	—	—	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4
—	—	—	—	—	—	—	112,5/3	112,5/3	112,5/3	112,5/3	112,5/3	112,5/3
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	110/2	110/2	110/2
287	294	318	434	438	482	490	602	608	608	718	718	718

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Азербайджанская ССР									
Мингечаурская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Варваринская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по Азербайджанской ССР	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Армянская ССР									
Ереванская № 1	—	5,4 / 4	5,4 / 4	5,4 / 4	5,4 / 4	5,4 / 4	5,4 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4
Ереванская № 2	—	—	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1
Дзорагетская	—	—	14,9 / 2	22,3 / 3	22,3 / 3	14,9 / 2	22,9 / 3	22,9 / 3	24,6 / 4
Охчинская № 2	—	—	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5*2 / 2	3,5 / 2
Ленинаканская	—	—	2,1 / 2	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4
Канакерская	—	—	—	31,5 / 3	65 / 5	88 / 6	88 / 6	96 / 6	96 / 6
Севанская	—	—	—	—	—	—	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3
Гюмушская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Арзнинская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Айрумская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Атарбекянская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Охчинская № 3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ереванская № 3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ереванская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Армянской ССР	—	5	28	70	104	120	162	170	172
Всего по Закавказскому району	—	18	41	163	205	221	412	427	459

Среднеазиат

Узбекская ССР									
Бозсуйская	—	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4
Кадырьинская	—	—	—	13,6 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4
Бурджарская	—	—	—	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2
Тавакская	—	—	—	—	36,8 / 2	36,8 / 2	36,8 / 2	36,8 / 2	36,8 / 2

*1 После ввода Ереванской ГЭС в эксплуатацию Ереванская ГЭС № 1 перестала эксплуатиро
*2 Ввиду отсутствия данных установленная мощность за период 1951—1958 гг. приведена

Продолжение

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
119 / 2	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6	359 / 6
—	—	—	5,5 / 1	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3	16,5 / 3
119	359	359	364	376	376	376	376	376	376	376	376	376
5,1 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4	5,1 / 4	5,1[*1] / 4	—	—	—	—
2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1	2,4 / 1
24,6 / 4	24,6 / 4	24,6 / 4	24,6 / 4	24,6 / 4	24,6 / 4	24,6 / 4	25,1 / 4	25,1 / 4	25,1 / 4	25,1 / 4	25,1 / 4	25,1 / 4
3,5 / 2	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5 / 2	3,5[*2] / 2	4,9 / 3	4,9 / 3	4,9 / 3	4,9 / 3	4,9 / 3	4,9 / 3	4,9 / 3
5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4	5,3 / 4
96 / 6	96 / 6	96 / 6	96 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6	102 / 6
34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3	34,2 / 3
224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4	224 / 4
—	—	—	47 / 2	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3	70,6 / 3
—	—	—	—	2,3 / 1	2,3 / 1	2,3 / 3	2,3 / 3	2,3 / 3	2,3 / 3	2,3 / 3	2,3 / 3	2,3 / 3
—	—	—	—	—	—	81,6 / 2	81,6 / 2	81,6 / 2	81,6 / 2	81,6 / 2	81,6 / 2	81,6 / 2
—	—	—	—	—	—	7,5 / 3	7,5 / 3	7,5 / 3	7,5 / 3	7,5 / 3	7,5 / 3	7,5 / 3
—	—	—	—	—	—	—	5 / 1	5 / 1	5 / 1	5 / 1	5 / 1	5 / 1
—	—	—	—	—	—	—	—	—	44 / 2	44 / 2	44 / 2	44 / 2
396	396	396	443	475	475	564	570	570	609	609	609	609
802	1049	1073	1241	1289	1333	1430	1548	1554	1593	1703	1703	1703
ский район												
4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4
13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4	13,2 / 4
6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 3	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2	6,4 / 2
54,8 / 3	54,8 / 3	54,8 / 3	54 8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4	72,8 / 4

ваться.
условно

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чирчикская имени Ф. Г. Логинова . . .	—	—	—	—	43,2 / 2	43,2 / 2	43,2 / 2	43,2 / 2	64,8 / 3
Аккавакская № 1 . . .	—	—	—	—	—	10,7 / 1	10,7 / 1	36,8 / 2	36,8 / 2
Кибрайская	—	—	—	—	—	11,2 / 1	11,2	11,2	11,2
Актепинская	—	—	—	—	—	13,3 / 1	13,3 / 1	13,3 / 1	15 / 1
Саларская	—	—	—	—	—	10,8 / 1	10,8 / 1	10,8 / 1	11,2 / 1
Нижне-Бозсуйская № 1	—	—	—	—	—	10 / 1	10 / 1	10 / 1	10,7 / 1
Аккавакская № 2 . . .	—	—	—	—	—	—	9 / 2	9 / 2	9 / 2
Фархадская	—	—	—	—	—	—	120 / 4	114 / 4	114 / 4
Талигулянская	—	—	—	—	—	—	3,2 / 2	3*1 / 2	3 / 2
Наманганская 11[а] . . .	—	—	—	—	—	—	1,2 / 1	1,2 / 1	1,2 / 1
Шаариханская № 5[а] . .	—	—	—	—	—	—	11,5 / 2	11,5 / 2	11,5 / 2
Нижне-Бозсуйская № 2	—	—	—	—	—	—	4,8 / 2	7 / 3	7 / 3
Нижне-Бозсуйская № 3	—	—	—	—	—	—	11,2 / 2	11,2 / 2	11,2 / 2
Шаариханская № 6[а] . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Шейхантаурская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нижне-Бозсуйская № 6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нижне-Бозсуйская № 4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Хишрауская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Наманганская 10[а] . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Наманганская 12[а] . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Наманганская 14[а] . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Иртышарская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по Узбекской ССР	—	4	4	24	104	160	320	343	367
Киргизская ССР									
Лебединовская	—	—	—	—	—	4,2 / 1	8,4 / 2	8,4 / 2	8,4 / 2
Аламединская № 1 . .	—	—	—	—	—	2,2 / 2	2,2 / 2	2,2 / 2	2,2 / 2

*1 Ввиду отсутствия данных установленная мощность на период 1951—1956 гг. приведена условно.

*2 Ввиду отсутствия данных установленная мощность за период до 1956 г. приведена условно.

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
64,8/3	64,8/3	64,8/3	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4	86,4/4
36,8/2	36,8/2	36,8/2	36,8/2	36,8/2	36,8/2	36,8/2	36,8/2	36,8/2	35,2/2	35,2/2	35,2/2	35,2/2
11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1
15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1	15/1
11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1	11,2/1
10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1	10,7/1
9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2	9/2
114/4	114/4	114/4	114/4	114/4	114/4	90/3	126/4	126/4	126/4	126/4	126/4	126/4
3/2	3/2	3/2	3[1*]/2	3/2	3/2	3/2	3/2	3/2	3/2	3/2	3/2	3/2
1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1	1,2/1
11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2	11,5/2
7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3	7/3
11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2	11,2/2
7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2	7,7/2
2,4/2	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3	3,6/3
—	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2	4,4/2
—	—	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2	17,6/2
—	—	—	15/2	15/2	22/3	22/3	22/3	22/3	22/3	22/3	22/3	22/3
—	—	—	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1	2,1/1
—	—	—	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1
—	—	—	—	—	—	—	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1	2,4/1
—	—	—	—	—	—	—	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2
395	401	418	459	477	484	460	505	505	504	504	504	504
8,4/2	8,4/2	8,4/2	8,4[*2]/2	7,8/2	7,8/2	7,8/2	7,8/2	7,8/2	7,6/2	7,6/2	7,6/2	7,6/2
2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2/2	2/2	2/2	2/2

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Аламединская № 2 . .	—	—	—	—	—	—	2,5 / 2	2,5 / 5	2,5 / 5
Аламединская № 3 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Аламединская № 4 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Аламединская № 5 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ошская № 4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Пржевальская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Аламединская № 6 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Быстровская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ошская № 5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Таласская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Уч-Курганская № 1 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по Киргизской ССР	—	—	—	—	—	6	13	13	13
Таджикская ССР									
Верхне-Варзобская . .	—	—	—	3,6 / 1	7,2 / 2	7,2 / 2	7,2 / 2	7,2 / 2	7,2 / 2
Нижне-Варзобская № 2	—	—	—	—	—	—	13,4 / 3	14,8 / 3	14,8 / 3
Нижне-Варзобская № 3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Кайраккумская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Перепадная	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Головная	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Центральная	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по Таджикской ССР	—	—	—	4	7	7	21	22	25
Туркменская ССР									
Гиндукушская	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2 / 3	1,2 / 3
Колхоз-Бентская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по Туркменской ССР	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Всего по Среднеазиатскому району	1	5	5	29	112	174	355	379	406

*1 Ввиду отсутствия данных установленная мощность за период до 1956 г. приведена условно

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2,5/5	2,5/2	2,5/2	2,5/2	2,5/2	2,5/2	2,5/2	2,5/2	2,5/2	2,4/2	2,4/2	2,4/2	2,4/2
2,3/2	2,3/2	2,3/2	2,3*1/2	2,3/2	2,3/2	2,3/2	2,3/2	2,3/2	2,1/2	2,1/2	2,1/2	2,1/2
—	2,4/2	2,4/2	2,4*1/2	2,4/2	2,4/2	2,4/2	2,4/2	2,4/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2	2,2/2
—	—	—	—	3,2/1	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2
—	—	—	—	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
—	—	—	—	0,7/2	0,7/2	0,7/2	0,7/2	0,7/2	0,7/2	0,7/2	0,7/2	0,7/2
—	—	—	—	—	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2	6,4/2
—	—	—	—	—	8,7/3	8,7/3	8,7/3	8,7/3	8,7/3	8,7/3	8,7/3	8,7/3
—	—	—	—	—	—	—	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
—	—	—	—	—	—	—	0,5/2	0,5/2	0,5/2	0,5/2	0,5/2	0,5/2
—	—	—	—	—	—	—	45/1	170,3/4	170,3/4	170,3/4	170,3/4	170,3/4
15	18	18	18	22	40	40	42	87	211	211	211	211
7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2	7,2/2
14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3
3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2	3,5/2
—	—	—	42/2	126/6	126/6	126/6	126/6	126/6	126/6	126/6	126/6	126/6
—	—	—	—	—	21,2/2	21,2/2	29,9/3	29,9/3	29,9/3	29,9/3	29,9/3	29,9/3
—	—	—	—	—	—	—	—	—	70/2	210/6	210/6	210/6
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18/2	18/2
25	25	25	67	151	173	173	181	181	251	391	409	409
1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2*1/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3	1,2/3
—	—	—	—	3,2/4	3,2/4	3,2/4	3,2/4	3,2/4	3,2/4	3,2/4	3,2/4	3,2/4
1	1	1	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4
436	445	462	545	654	701	677	732	777	970	1110	1128	1128

Гидроэлектростанция	Установленная мощность в тыс. *квт*								
	До 1917 г.	1918—1928 гг.	1932	1937	1941	1945	1950	1951	1952
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									Казахстан
Казахская ССР									
Харизовская	—	3/3	3/3	3/3	3/3	3/3	5,6/4	5,6/4	5,6/4
Ульбинская	—	—	—	9,2/1	18,4/2	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3
Алмаатинская № 5 . .	—	—	—	—	—	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1
Алмаатинские № 9—11	—	—	—	—	—	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3
Алмаатинская № 6 . .	—	—	—	—	—	—	2,5/1	2,5/1	2,5/1
Алмаатинская № 7 . .	—	—	—	—	—	—	2,5/1	2,5/1	2,5/1
Тишинская	—	—	—	—	—	—	6,2/1	6,2/1	6,2/1
Алмаатинская № 8 . .	—		—	—	—	—	2,5/1	2,5/1	2,5/1
Усть-Каменогорская . .	—	—	—	—	—	—	—	—	83/1
Верхне-Алмаатинская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Алмаатинская № 8а . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Алмаатинская № 2 . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Каратальская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Бухтарминская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Чардаринская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Казахстанскому району	—	3	3	12	21	36	52	52	135
Молдавская ССР									
Дубоссарская	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Всего по Молдавской ССР	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение

(числитель) и число агрегатов (знаменатель) на конец года

1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

ский район

5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4	5,6/4
27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3	27,6/3
2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1
2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3	2,5/3
2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2 5/1
2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1
6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1	6,2/1
2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1	2,5/1
248,4/3	248,4/3	248,4/3	248,4/3	248,4/3	248,4/3	331,2/4	331,2/4	331,2/4	331,2/4	331,2/4	331,2/4	331,2/4
15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3	15,6/3
	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1	0,8/1
—	—	—	—	—	—	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3	14,8/3
—	—	—	—	—	—	10,1/3	10,1/3	10,1/3	10,1/3	10,1/3	10,1/3	10,1/3
—	—	—	—	—	—	—	225/3	450/6	450/6	450/6	525/7	600/8
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	50/2	100/4
316	317	317	317	317	317	424	649	874	874	874	999	1124
—	20/2	40/4	40/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4	44/4
—	20	40	40	44	44	44	44	44	44	44	44	44

СВОДНЫЕ ТАБЛИЦЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПО СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ, МОЩНОСТИ И НАПОРУ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПО СТЕПЕНИ

Район	Число ГЭС	Суммарная мощность, тыс. *квт*	Суммарная среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	Эксплуатируемые			Строящиеся		
				число ГЭС	полная проектная мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	полная проектная мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*
Северо-Западный . .	123	9 657	43,1	25	1928*1	9,7	4	467	1,6
Центральный	23	1 368	4,0	6	504	1,5	—	—	—
Волго-Вятский . . .	7	2 648	7,4	1	400	1,5	—	—	—
Центрально-Черноземный	4	115	0,5	—	—	—	—	—	—
Поволжский	26	11 734	44,8	3	5023	21,8*2 / 24,6	2	2 370	7,2*2 / 8,3
Северо-Кавказский .	182	9 750	38,1	14	497	2,1	3	1218	3,4
Уральский	34	10 055	42,4	7	1575	4,5* / 7,1	—	—	—
Западно-Сибирский .	63	12 775	61,5	1	400	1,8	—	—	—
Восточно-Сибирский	122	81 426	391,7	3	5246*3	27,1*3	4	16 660	65,6
Дальневосточный . .	149	91 237	441,5	—	—	—	2	—	—
Донецко-Приднепровский	5	2 388	6,8	3	1626	6,4	—	—	—
Юго-Западный . . .	25	4 004	7,1	3	32	0,2	3	946*4	1,5*4
Южный	6	1 424	3,4	3	317	1,5	—	—	—
Прибалтийский . . .	18	3 174	6,4	4	172	0,8	1	825*5	1,5*5
Закавказский	193	13 236	55,7	34 / 33	1695 / 1690	6,9	6	1 757	5,9
Среднеазиатский . .	261	48 197	215,3	48	1130	6,3	4	4 454	17,9
Казахстанский . . .	95	11 506	47,0	17	1200*6	5,1*6	1	-435	1,2
Белорусский	12	755	2,1	—	—	—	—	—	—
Молдавская ССР . .	3	286	0,7	1	40	0,3	—	—	—
Итого по СССР	1351	315 735	1420	173 / 174	21 785 / 21 472	102,9 / 97,0	30 / 33	29,132 / 29 445	106,9 / 112,8
То же, %	100	100	100	12,8	7,0	6,8	2,2	9,3	8,0

*1 В том числе 40 тыс. *квт* не введенной мощности Череповецкой ГЭС.
*2 В знаменателе — с учетом переброски северных рек.
*3 В том числе не введенные мощность (675 тыс. *квт*) и выработка (5895 млн. *квт·ч*) Брат
*4 В том числе введенная на Киевской ГЭС мощность 65,2 тыс. *квт* с выработкой 65 млн.
*5 В том числе введенная на Плявиньской ГЭС мощность 412,5 тыс. *квт* с выработкой 412
*6 В том числе не введенная мощность (75 тыс. *квт*) и выработка (482 млн. *квт·ч*) Бухтар-
В графах 6 и 7 Закавказского района и в графах 6 — 11 итога по СССР; в знаменателе —

ИЗУЧЕННОСТИ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ РАЙОНАМ СССР

Запроектированные (Т. п. или П. з.)			Изученные предварительно (ТЭД-С. и.)			Выявленные (П. с.)		
число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*
8	148	0,6	28	3 588	14,8	58	3 526	16,4
2	45	0,2	7	387	1,4	8	432	0,9
1	1632	3,5	3	156	0,7	2	460	1,7
2	75	0,3	—	—	—	2	40	0,2
2	1848	2,5	8	1 737	7,9	11	756	1,5
5	492	1,9	63	3 646	12,8	97	3 897	17,9
4	51	0,2	17	6 833	32,4	6	1 596	2,7
2	744	3,2	27	8 060	39,2	33	3 571	17,3
2	428	4,5	51	36 705	189,5	62	22 387	105,0
1	12	0,1	53	12 280	62,2	93	78 945	379,2
1	12	0,03	1	750	0,4	—	—	—
1	500	0,8	2	70	0,4	16	2 456	4,2
1	48	0,1	—	—	—	2	1 059	1,8
1	205	0,5	12	1 972	3,6	—	—	—
11	882	4,1	57	4 728	18,6	85	4 174	20,2
10	302	1,7	56	12 037	57,5	143	30 274	131,9
1	1200	3,0	26	3 480	13,4	50	5 191	24,3
—	—	—	11	655	2,0	1	100	0,1
—	—	—	—	—	—	2	246	0,4
55	8 624	27,2	422	97 084	456,8	671	159 110	725,7
4,1	2,7	1,9	31,2	30,7	32,2	49,7	50,3	51,1

ской ГЭС.
квт·ч/год.
млн. *квт·ч/год*
минской ГЭС.
проектные показатели на 1. 1. 1966 г.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СССР ПО

Республика	Число ГЭС	Суммарная мощность, тыс. *квт*	Суммарная среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	Эксплуатируемые			Строя	
				число ГЭС	полная проектная мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	полная проектная мощность, тыс. *квт*
РСФСР	735	230 779	1075,0	62	15 587*	75,4*	15	20 715
Украинская	36	7 816	17,3	9	1 975	8,1	3	946**
Белорусская	12	755	2,1	—	—	—	—	—
Узбекская	76	3 416	17,4	26	493	3,1	1	540
Казахская	95	11 506	47,0	17	1 200***	5,1***	1	435
Грузинская	133	9 476	41,0	18	726	2,8	5	1 600
Азербайджанская . .	36	2 286	8,6	2	376	1,5	—	—
Литовская	8	1 156	2,3	1	90	0,4	—	—
Молдавская	3	286	0,7	1	40	0,3	—	—
Латвийская	8	2 004	4,1	1	68	0,4	1	825****
Киргизская	95	11 350	49,8	13	223	1,1	2	1 214
Таджикская	82	32 479	143,1	7	409	2,1	1	2 700
Армянская	24	1 474	6,1	14 13	593 588	2,6	1	157
Туркменская	8	952	5,0	2	5	0,03	—	—
Эстонская	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по СССР . .	1351	315 735	1420	173 174	21 785 21 472	102,9 97,0	30 33	29 132 29 445
То же, %	100	100	100	12,8	7,0	6,8	2,2	9,3

* В том числе не введенные мощность (675 тыс. *квт*) и выработка (5895 млн. *квт·ч*) Братской
атируемых гидроэлектростанциях (5,4 млрд. *квт·ч*) и на строящихся гидроэлектростанциях (1,1 млрд.
** В том числе введенная на Киевской ГЭС мощность 65 тыс. *квт* с выработкой 65 млн.
*** В том числе не введенные мощность (75 тыс. *квт*) и выработка (482 млн. *квт·ч*) Бухтормин
**** В том числе введенная на Плявиньской ГЭС мощность 412 тыс. *квт* с выработкой 412
В графах 6 и 7 по Армянской ССР и в графах 6—11 итога по СССР; в знаменателе — проектные

СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ ПО СОЮЗНЫМ РЕСПУБЛИКАМ

щиеся	Запроектированные (Т. п. или П. з.)			Изученные предварительно (ТЭД-С.и.)			Выявленные (II. о)		
среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*
78,9	29	5 475	17,0	257	73 392	360,9	372	115 610	542,8
1,5**	3	560	0,9	3	820	0,8	18	3 515	6,0
—	—	—	—	11	655	2,0	1	100	0,1
2,0	2	144	0,8	24	1 173	6,7	23	1 066	4,8
1,2	1	1 200	3,0	26	3 480	13,4	50	5 191	24,3
5,2	8	809	3,7	37	3 700	14,8	65	2 641	14,5
—	3	73	0,4	14	539	2,2	17	1 298	4,5
—	1	205	0,5	6	861	1,4	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	2	246	0,4
1,5***	—	—	—	6	1 111	2,2	—	—	—
4,5	5	93	0,5	23	5 917	26,1	52	3 903	17,6
11,4	3	65	0,4	3	4 000	19,7	68	25 305	109,5
0,7	—	—	—	6	489	1,6	3	235	1,2
—	—	—	—	6	947	5,0	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
106,9 / 112,8	55	8 624	27,2	422	97 084	456,8	671	159 110	725,7
8,0	4,1	2,7	1,9	31,2	30,7	32,2	49,7	50,3	51,1

ГЭС, а также мощность (40 т.ис. *квт*) Череповецкой ГЭС и увеличение выработки энергии на эксплу-
квт·ч) за счет переброски северных рек.
квт·ч.
ской ГЭС.
млн. *квт·ч/год*.
показатели на 1.I.1966 г.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Район	Число ГЭС	Суммарная мощность, тыс. *квт*	Суммарная среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	В том числе: до 25 тыс. *квт* — число ГЭС	до 25 тыс. *квт* — мощность, тыс. *квт*	до 25 тыс. *квт* — среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	от 26 до 100 — число ГЭС	от 26 до 100 — мощность, тыс. *квт*
Северо-Западный . .	123	9 657	43,1	53	806	3,9	49	2 698
Центральный . . .	23	1 368	4,0	9	110	0,5	9	483
Волго-Вятский . . .	7	2 648	7,4	—	—	—	4	216
Центрально-Черноземный	4	115	0,5	3	65	0,3	1	50
Поволжский	26	11 734	44,8	9	137	0,5	7	374
Северо-Кавказский	182	9 750	38,1	80	1369	6,9	83	3 773
Уральский	34	10 055	42,4	19	253	1,1	6	258
Западно-Сибирский	63	12 775	61,5	12	186	0,9	18	849
Восточно-Сибирский	122	81 426	391,7	12	223	1,2	24	1 562
Дальневосточный . .	149	91 237	441,5	19	307	1,9	35	2 066
Донецко-Приднепровский	5	2 388	6,8	1	12	0,03	—	—
Юго-Западный . . .	25	4 004	7,1	7	82	0,4	3	170
Южный	6	1 424	3,4	3	19	0,1	1	48
Прибалтийский . . .	18	3 174	6,4	7	89	0,3	3	162
Закавказский	193	13 236	55,7	79	1199	6,1	82	4 332
Среднеазиатский . .	261	48 197	215,3	132	1704	10,4	72	3 546
Казахстанский . . .	95	11 506	47,0	32	377	1,8	29	1 583
Белорусский	12	755	2,1	5	79	0,4	4	196
Молдавская ССР . .	3	286	0,7	1	16	0,1	1	40
Итого по СССР . .	1351	315 735	1420,0	483	7043	36,8	431	22 406
То же, %	100	100	100	35,8	2,2	2,6	31,8	7,1

ПО МОЩНОСТИ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ РАЙОНАМ

мощностью

тыс. *квт*	от 101 до 250 тыс. *квт*			от 251 до 1000 тыс. *квт*			свыше 1000 тыс. *квт*		
среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*
14,0	14	2 378	9,8	7	3 775	15,4	—	—	—
1,4	4	445	1,0	1	330	1,1	—	—	—
1,0	—	—	—	2	800	2,9	1	1 632	3,5
0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,0	4	690	1,7	—	—	—	6	10 533	41,6
17,2	15	2 248	8,1	4	2 160	5,9	—	—	—
0,9	2	470	1,8	6	4 064	11,8	1	5 000	26,8
4,3	14	2 133	10,5	19	9 607	45,8	—	—	—
9,2	38	6 485	33,2	34	14 856	75,1	14	58 300	273,0
9,9	32	4 842	23,7	40	22 807	94,6	23	62 215	311,4
—	—	—	—	4	2 376	6,8	—	—	—
0,6	8	1 205	1,9	7	2 547	4,2	—	—	—
0,2	—	—	—	1	312	1,4	1	1 045	1,7
0,7	4	632	1,7	4	2 291	3,7	—	—	—
20,8	21	2 719	12,5	8	3 386	11,0	3	1 600	5,3
18,6	24	3 727	18,4	22	11 520	54,6	11	27 700	113,3
7,1	20	3 423	15,1	13	4 923	19,9	1	1 200	3,1
0,6	3	480	1,1	—	—	—	—	—	—
0,2	1	230	0,4	—	—	—	—	—	—
107,9	204	32 307	140,9	172	83 754	354,2	61	168 225	779,7
7,6	15,1	10,3	10,1	12,7	26,6	24,7	4,6	53,8	55,0

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Республика	Число ГЭС	Суммарная мощность, тыс. *квт*	Суммарная среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	В том числе: до 25 тыс. *квт*: число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	от 26 до 100: число ГЭС	мощность, тыс. *квт*
РСФСР	735	230 779	1075,0	218	3480	17,2	236	12 329
Украинская	36	7 816	17,3	11	113	0,5	4	218
Белорусская	12	755	2,1	5	79	0,4	4	196
Узбекская	76	3 416	17,4	50	635	4,3	19	1 110
Казахская	95	11 506	47,0	32	377	1,8	29	1 583
Грузинская	133	9 476	41,0	51	800	4,1	59	2 891
Азербайджанская	36	2 286	8,6	18	293	1,6	14	824
Литовская	8	1 156	2,3	2	36	0,2	3	162
Молдавская	3	286	0,7	1	16	0,1	1	40
Латвийская	8	2 004	4,1	3	39	0,1	—	—
Киргизская	95	11 350	49,8	51	642	3,4	25	1 146
Таджикская	82	32 479	143,1	27	385	2,4	27	1 190
Армянская	24	1 474	6,1	10	106	0,4	9	617
Туркменская	8	952	5,0	4	42	0,3	1	100
Эстонская	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по СССР	1351	315 735	1420,0	483	7043	36,8	431	22 406
То же, %	100	100	100	35,8	2,2	2,6	31,8	7,1

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Район	Число ГЭС	Суммарная мощность, тыс. *квт*	Суммарная среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	В том числе: до 15 *м*: число ГЭС	мощность, тыс. *квт*	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт·ч*	от 16: число ГЭС	мощность, тыс. *квт*
Северо-Западный	123	9 657	43,1	45	2 461	10,9	54	4 690
Центральный	23	1 368	4,0	14	522	1,7	9	846
Волго-Вятский	7	2 648	7,4	2	108	0,5	5	2 540
Центрально-Черноземный	4	115	0,5	3	65	0,3	1	50
Поволжский	26	11 734	44,8	6	1 513	6,3	18	10 185
Северо-Кавказский	182	9 750	38,1	5	130	0,5	21	708
Уральский	34	10 055	42,4	6	905	5,0	17	7 504
Западно-Сибирский	63	12 775	61,5	10	1 683	9,1	25	4 543
Восточно-Сибирский	122	81 426	391,7	9	1 210	5,6	50	13 946
Дальневосточный	149	91 237	441,5	8	845	4,4	30	12 474
Донецко-Приднепровский	5	2 388	6,8	2	362	1,2	2	1 401
Юго-Западный	25	4 004	7,1	7	830	2,0	7	2 050
Южный	6	1 424	3,4	3	1 050	1,7	3	374
Прибалтийский	18	3 174	6,4	11	608	1,8	7	2 566
Закавказский	193	13 236	55,7	10	157	0,6	27	1 113
Среднеазиатский	261	48 197	215,3	20	850	4,5	80	4 373
Казахстанский	95	11 506	47,0	90	1 086	4,6	14	1 607
Белорусский	12	755	2,1	10	425	1,4	2	330
Молдавская ССР	3	286	0,7	1	16	0,5	2	270
Итого по СССР	1351	315 735	1420	181	14 826	62,2	374	71 570
То же, %	100	100	100	13,4	4,7	4,4	27,7	22,6

ПО МОЩНОСТИ ПО СОЮЗНЫМ РЕСПУБЛИКАМ

мощностью

тыс. квт	от 101 до 250 тыс. квт			от 251 до 1000 тыс. квт			свыше 1000 тыс. квт		
среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч
59,1	123	19 891	89,8	113	58 399	252,6	45	136 680	656,7
0,8	8	1 205	1,9	12	5 235	12,4	1	1 045	1,7
0,6	3	480	1,1	—	—	—	—	—	—
6,3	5	631	2,5	2	1 040	4,3	—	—	—
7,1	20	3 423	15,1	13	4 923	19,9	1	1 200	3,1
14,7	15	1 848	9,2	5	2 337	7,7	3	1 600	5,3
3,4	1	120	0,3	3	1 048	3,3	—	—	—
0,9	2	312	0,5	1	646	0,7	—	—	—
0,2	1	230	0,4	—	—	—	—	—	—
—	2	320	1,0	3	1 645	3,0	—	—	—
5,8	6	962	4,6	10	4 900	21,0	3	3 700	15,0
6,0	11	1 684	9,2	9	5 220	27,2	8	24 000	98,3
2,7	5	751	3,0	—	—	—	—	—	—
0,5	2	450	2,1	1	360	2,1	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
107,9	204	32 307	140,9	172	83 754	354,2	61	168 225	773,7
7,6	15,1	10,3	10,1	12,7	26,6	24,7	4,6	53,8	55,0

ПО НАПОРАМ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ РАЙОНАМ

с напором

до 40 м	от 41 до 100 м			от 101 до 500 м			свыше 500 м		
среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч
22,9	16	1 567	5,4	8	939	3,9	—	—	—
2,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
38,4	2	36	0,1	—	—	—	—	—	—
3,1	58	2 279	9,1	94	6 368	23,9	4	265	1,5
34,3	9	1 640	2,9	2	6	0,02	—	—	—
21,1	18	1 930	11,3	9	4 493	19,4	1	126	0,6
73,4	46	33 594	160,7	17	32 676	152,0	—	—	—
60,2	75	50 032	242,6	36	27 886	134,3	—	—	—
4,1	—	—	—	—	—	—	1	625	1,5
3,2	9	890	1,5	2	234	0,4	—	—	—
1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,8	32	2 256	9,9	114	8 062	33,6	10	1648	6,8
21,4	44	4 913	27,1	111	36 944	158,3	6	1117	4,0
6,6	34	4 335	16,0	32	3 636	16,5	6	842	3,3
0,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
310,7	343	103 472	486,6	425	121 244	542,3	28	4623	17,7
21,9	25,4	32,8	34,2	31,4	38,4	38,2	2,1	1,5	1,3

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Республика	Число ГЭС	Суммарная мощность, тыс. *квт*	Суммарная среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт.ч*	В том числе: до 15 *м* — число ГЭС	до 15 *м* — мощность, тыс. *квт*	до 15 *м* — среднемноголетняя выработка энергии, млрд. *квт.ч*	от 16 — число ГЭС	от 16 — мощность, тыс. *квт*
РСФСР	735	230 779	1075,0	110	9 456	44,3	230	57 486
Украинская	36	7 816	17,3	12	2 242	4,9	12	3 825
Белорусская	12	755	2,1	10	425	1,4	2	330
Узбекская	76	3 416	17,4	10	104	0,7	37	946
Казахская	95	11 506	47,0	9	1 086	4,6	14	1 607
Грузинская	133	9 476	41,0	8	138	0,6	18	638
Азербайджанская	36	2 286	8,6	1	17	0,01	7	468
Литовская	8	1 156	2,3	6	420	1,2	2	736
Молдавская	3	286	0,7	1	16	0,1	2	270
Латвийская	8	2 004	4,1	3	174	0,6	5	1 830
Киргизская	95	11 350	49,8	4	10	0,07	21	711
Таджикская	82	32 479	143,1	—	—	—	21	2 700
Армянская	24	1 474	6,1	1	2	0,01	2	7
Туркменская	8	952	5,0	6	736	3,8	1	16
Эстонская	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого по СССР	1351	315 735	1420	181	14 826	62,2	374	71 570
То же, %	100	100	100	13,4	4,7	4,4	27,7	22,6

ПО НАПОРАМ ПО СОЮЗНЫМ РЕСПУБЛИКАМ

с напором

до 40 м			от 41 до 100 м			от 101 до 500 м			свыше 500 м		
среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч	число ГЭС	мощность, тыс. квт	среднемноголетняя выработка энергии, млрд. квт·ч
263,0	224	91 078	432,1	166	72 368	333,5	5	391	2,1
9,0	9	890	1,5	2	234	0,4	1	625	1,5
0,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,0	7	145	1,0	19	1 828	8,8	3	393	0,9
6,6	34	4 635	16,0	32	3 636	16,5	6	842	3,3
3,4	15	744	4,1	84	6 488	27,0	8	1468	5,9
1,4	14	1 429	5,5	13	349	1,5	1	23	0,2
1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,3	16	1 345	6,2	52	8 608	37,4	2	676	2,9
12,0	20	3 223	18,8	40	26 508	112,1	1	48	0,2
0,02	3	83	0,3	17	1 225	5,1	1	157	0,7
0,1	1	200	1,1	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
310,7	343	103 472	486,6	425	121 244	542,3	28	4623	17,7
21,9	25,4	32,8	34,2	31,4	38,4	38,2	2,1	1,5	1,3

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ ВОДОТОКОВ

Водотох	№ района
Абакан	IX
Аварское Койсу	VI
Авача	X
Адам-Таш и р. Аксак-Ата (сток бассейна)	XVI — Узб.
Аджарис-Цкали	XV — Груз.
Адиш-Чала	XV — Груз.
Адыча	X
Ай	V, VII
Акбура	XVI — Кирг.
Акера	XV — Азерб.
Ак-Кульское водохранилище (подводящий канал)	XVII — Каз.
Аксак-Ата	XVI — Узб.
Аксаут	VI
Аксу	XVII — Каз.
Ак-Терен	XVI — Кирг.
Алабуга	XVI — Кирг.
Алазань	XV — Азерб.
Алдан	X
Аллах-юнь	X
Алма-Атинка Большая	XVII — Каз.
Альги	X
Амануаз	VI
Амга	X
Амгунь	X
Амтхел	XV — Груз.
Амур	IX, X
Аму-Дарья	XVI — Узб , Туркм.
Анадырь	X
Ангара	IX
Андийское Койсу	VI
Ануй	VIII
Анюй	X
Арагви	XV — Груз.
Аракс	XV — Арм., Азерб.
Арасал	XVI — Кирг.
Аргун	VI
Аргунь	IX
Аргут	VIII
Ардон	VI

Водоток	№ района
Асса	VI
Атбаши	XVI — Кирг.
Ахты-Чай	VI
Ахурян	XV — Арм.
Баксан	VI
Барсучковский канал (оросительный)	VI
Бартанг	XVI — Тадж.
Батомга	X
Бахвис-Цкали	XV — Груз.
Белая	V, VI, VII, IX
Белый Июс	IX
Бжужа	XV — Груз.
Бзиби	XV — Груз.
Бикин	X
Бирюса	IX
Бия	VIII
Боз-Су Канал (Чирчик)	XVI — Узб.
Большая Алма-Атинка	XVII — Каз.
Большая Лаба	VI
Большая Лаба — Малая Лаба канал	VI
Большая Лиахва	XV — Груз.
Большая Сатка	VII
Большая Хадя	X
Большой Егорлык	VI
Большой Енисей	IX
Большой Зеленчук	VI
Большой Зеленчук-Кубанский канал	VI
Большой Кемин	XVI — Кирг.
Большой Патом	IX
Болянд-Киик	XVI — Тадж.
Брамба	XV — Груз.
Буг Южный	XIII — Укр.
Бурея	X
Бухтарма	XVII — Каз.
Вага	I
Вама	I
Варзина	I

Продолжение

Водоток	№ района
Варзоб	XVI — Тадж.
Варзуга	I
Вахш	XVI — Тадж.
Вахшский канал	XVI — Тадж.
Великая	I
Вента	XIV — Латв.
Верхне-Ширванский канал	XV — Азерб.
Верхние притоки Пскема и Угама	XVI — Узб.
Верхние притоки Сандалаша	XVI — Кирг.
Верхние притоки Терса	XVI — Кирг.
Верхний Выг	I
Верхняя Терсь	VIII
Ветлуга	III
Вилия (Нерис)	XIV — Лит., XVIII
Вильва	VII
Вилюй	X
Витим	IX
Вишера	VII
Водла	I
Волга	II, III, V
Волхов	I
Воронья	I
Воротан	XV — Арм., Азерб.
Восточная Лица	I
Вуокса	I
Выг Верхний	I
Выг Нижний	I
Вымь	I
Вычегда	I
Вятка	III
Гвандра	XV — Груз.
Гизельдон	VI
Гилюй	X
Гиссарский канал (Душанбе)	XVI — Тадж.
Горюн	X
Громотуха	XVII — Каз.
Гумиста	XV — Груз.
Гунт	XVI — Тадж.
Дарги	XV — Груз.
Даргомский канал (Зеравшан)	XVI— Узб.
Даубихэ	X
Даугава (Западная Двина)	XIV — Латв.
Двина Западная	XIV — Латв., XVIII
Двина Северная	I
Двина Северная Малая	I
Дебет	XV — Груз., Арм.
Десна	XII
Джампал	XV — Груз.
Джоджора	XV — Груз.
Джуван-Арык	XVI — Кирг.
Дзорагет	XV — Арм.
Диди-Чала	XV — Груз.
Днепр	II, XI, XII, XIII, XVIII
Днестр	XII—Молд.
Долра	XV — Груз.
Дон	IV, V, VI
Донец Северный	VI, XI
Дроздовка	I
Дубурси	XVI — Тадж.
Дунай	XIII
Егорлык Большой	VI
Енисей	IX
Енисей Большой	IX
Енисей Малый	IX
Западная Двина	XIV — Латв., XVIII.
Западная Лица	I
Западный Большой Чуйский канал	XVI — Кирг.
Захский канал	XVI — Узб.
Зеленчук Большой	VI
Зеравшан	XVI — Узб., Тадж.
Зея	X
Ижма	I
Или	XVII — Каз.
Илыч	I
Иман	X
Ингури	XV — Груз.
Индигирка	X
Инзер	V
Иня	VIII
Иова	I
Иоканьга	I
Иори	XV — Груз.
Иркут	IX
Иртыш	VII, VIII, XVII — Каз.
Искандер-Дарья	XVI — Тадж.
Иски-Ангар канал	XVI — Узб.
Исфайрам	XVI — Кирг.
Июс Белый	IX
Июс Черный	IX
Казикумухское Койсу	VI
Казыр	IX
Калар	IX
Кальджир	XVII — Каз.
Кама	V, VII
Кан	IX
Канал Боз-Су	XVI — Узб.
Канал Даргом	XVI — Узб.
Канал Зах	XVI — Узб.
Канал имени Москвы	II
Канал Иски-Ангар	XVI — Узб.
Канал Нижний Боз-Су	XVI — Узб.
Канал Шаарихан-Сай	XVI — Узб., Кирг.
Канал Янги (Нарын)	XVI — Узб.
Карабахский канал (Тертер)	XV — Азерб.
Каравшин	XVI — Кирг.
Карадарьинский канал	XVI — Узб.

Продолжение

Водоток	№ района
Кара-Дарья	XVI — Кирг.
Кара-Койсу	VI
Кара-Кульджа	XVI — Кирг.
Каракумский канал (Аму-Дарья)	XVI — Туркм.
Каратаг	XVI — Тадж.
Каратал	XVII — Каз.
Кара-Унгур	XVI — Кирг.
Каслет	XV — Груз.
Каттакурганский канал (Зеравшан)	XVI — Узб.
Катунь	VIII, XVII — Каз.
Кафирниган	XVI — Тадж.
Каянды	XVI — Тадж.
Келес	XVII — Каз.
Кемин Большой	XVI — Кирг.
Кемь	I
Кереть	I
Кекемерен	XVI — Кирг.
Кзыл-Су	XVI — Кирг., Тадж.
Кинтриши	XV — Груз.
Киша	VI
Клухор	VI
Клязьма	II
Ковда	I
Кодори	XV — Груз.
Кок-Са	VIII
Коксу	XVI — Кирг., Узб.
	XVII — Каз.
Кола	I
Колва	VII
Колвица	I
Колыма	X
Кондома	VIII
Кострома	II
Косьва	VII
Кроноцкая	X
Кубань	VI
Кубань-Калаусский оросительный канал	VI
Кудиал-Чай	XV — Азерб.
Кума	I
Кур	X
Кура	XV — Груз., Азерб.
Курейка	IX
Курчум	XVII — Каз.
Куршаб	XVI — Кирг.
Куштут	XVI — Узб.
Кызыл-Хэм (М. Енисей)	IX
Кынгракское водохранилище	XVI — Узб.
Лаба Большая	VI
Лаба Малая	VI
Лава	XIV — Калинин.
Ланковая	X
Ларакваква	XV — Груз.
Левобережный магистральный канал (Чу)	XVI — Кирг.
Лена	IX, X
Лена и Киренга	IX
Лепса	XVII — Каз.
Лешнури	XV — Груз.
Лиахва Большая	XV — Груз.
Лиахва Малая	XV — Груз.
Лица Восточная	I
Лица Западная	I
Ловать	I
Ломница	XII
Луга	I
Малая Лаба	VI
Малая и Большая Лаба	VI
Малая Лиахва	XV — Груз.
Малая Северная Двина	I
Малка	VI
Малый Енисей	IX
Мамакан	IX
Мана	IX
Маруха	VI
Матча	XVI — Тадж.
Мая	X
Мзымта	VI
Мильский канал (Аракс)	XV — Азерб.
Молога	I
Москва	II
Мрассу	VIII
Мста	I
Муксу	XVI — Тадж.
Мульхра	XV — Груз.
Мургаб	XVI — Туркм.
Накадули	XV — Груз.
Накра	XV — Груз.
Наманган-Сай	XVI — Узб.
Нарова	I
Нарын	XVI — Узб. и Кирг.
Натанеби	XV — Груз.
Нева	I
Невинномысский канал (Кубань)	VI
Неман	XIV — Лит., XVIII
Ненскра	XV — Груз.
Нерис (Вилия)	XIV — Лит.
Нива	I
Нижне-Боз-Суйский канал	XVI — Узб.
Нижний Выг	I
Нижняя Терсь	VIII
Нижняя Тунгуска	IX
Ниитой	X
Ниман	X
Нотто	X
Обь	VII, VIII
Ойгаинг	XVI — Узб.
Ока	II, III, IX
Оланга	I
Олекма	IX, X
Оленек	X
Омолон	X
Онда	I

Продолжение

Водоток	№ района
Онега	I
Онон	IX
Охчи	XV — Арм.
Паз	I
Памбак	XV — Арм.
Паравани	XV — Груз.
Паравани переброска в р. Храми	XV — Груз.
Паратунка	X
Патом Большой	IX
Паща	I
Печора	I
Пинега	I
Подкаменная Тунгуска	IX
Поной	I
Приток р. Майдантал	XVII — Каз.
Пскем	XVI — Узб.
Пскема и Угама верхние притоки	XVI — Узб.
Псоу	VI
Псыган-Су	VI
Пшеха	VI
Пшиш	VI
Пяндж	XVI — Тадж.
Пясина	IX
Раздан	XV — Арм.
Рика	XII
Рионн	XV — Груз.
Рында	I
Сакмара	VII
Сакреули	XV — Груз.
Самгорский канал (Иори)	XV — Груз.
Самур	VI
Самур-Дивичинский канал	XV — Азерб.
Сангардак	XVI — Узб.
Сандалаш	XVI — Кирг.
Сардан-Миона	XVI — Тадж.
Сары-Джас	XVI — Кирг.
Сатка большая	VII
Свирь	I
Северная Двина	I
Северный Донец	VI, XI
Северный Ферганский канал	XVI — Узб.
Сегежа	I
Секен	XV — Груз.
Селенга	IX
Селемджа	X
Серебрянка	VII
Сиома	XVI — Тадж.
Сож	XVIII
Соор-Буг	XVI — Тадж.
Сорбо	XVI — Тадж.
Сосьва	VII
Сох	XVI — Кирг.
Сочи	VI—Узб.
Средникан	X
Средняя Терсь	VIII
Стрельна	I
Стрый	XII
Суда	I
Судзухе	X
Суйфун	X
Сулак	VI
Суна	I
Супса	XV — Груз.
Сура	III, V
Сурхоб	XVI — Тадж.
Сухона	I
Сучан	X
Сыр-Дарья	XVI — Узб. и Тадж. XVII — Каз.
Сясь	I
Тайдон	VIII
Талас	XVI — Кирг., XVII — Каз.
Талас-Ассинский канал	XVI — Кирг.
Тар	XVI — Кирг.
Таш-Кулакский сброс	XVI — Узб.
Тверца	II
Теберда	VI
Тентек	XVII — Каз.
Теребля	XII
Терек	VI, XV — Груз.
Териберка	I
Терсь Верхняя	VIII
Терсь Нижняя	VIII
Терсь Средняя	VIII
Тертер	XV — Азерб.
Техури	XV — Груз.
Тимптон	X
Тисса	XII
Ткибули	XV — Груз.
Томпо	X
Томь	VIII
Туапсинка	VI
Туба	IX
Тулома	I
Тунгуска Нижняя	IX
Тунгуска Подкаменная	IX
Туполанг	XVI — Узб.
Тура	VII
Турагай-Чай	XV — Азерб.
Тхеиши	XV — Груз.
Тырма	X
Тюлек	XVI — Кирг.
Уба	XVII — Каз.
Угам	XVII — Каз.
Уда	IX
Уж	XII
Улахэ	X
Ульба	XVII — Каз.
Унжа	II
Урал	VII
Ураши	XV — Груз.
Урми	X
Урух	VI
Уруштен	VI
Уса	I
Уссури	X

Окончание

Водоток	№ района
Усьва	VII
Уфа	V, VII
Учкулан	VI
Учур	X
Фан-Дарья	XVI — Тадж.
Фудзин	X
Хадя Большая	X
Халдес-Чала	XV — Груз.
Ханака	XVI — Тадж.
Хантайка	IX
Хапши	XV — Груз.
Харловка	I
Хемчик	IX
Хецквари	XV — Груз.
Хилок	IX
Хингоу	XVI — Тадж.
Ховат	XVI — Узб.
Хопи	XV — Груз.
Храми	XV — Груз.
Хумпрери	XV — Груз.
Хунгари	X
Ципа	IX
Цхенис-Цкали	XV — Груз.
Чагодоша	I
Чанты-Аргун	VI
Чанчахи	XV — Груз.
Чарын	XVII — Каз.
Чарыш	VIII
Чаткал	XVI — Кирг., Узб.
Чегем	VI
Черек	VI
Черек Балкарский	VI
Черек Безенгийский	VI
Черемош	XII
Черный Июс	IX
Чилик	XVII — Каз.
Чирко-Кемь	I
Чирчик	XVI — Узб.
Чорохи	XV — Груз.
Чу	XVI — Кирг.
Чулым	VIII, IX
Чумыш	VIII
Чуна	IX
Чусовая	VII
Чуя	VIII
Чхалта	XV — Груз.
Шаарихан-Сай канал	XVI — Узб.
Шавери и другие притоки верховьев Ойгаинга	XVI — Узб.
Шамхор-Чай	XV — Азерб.
Шаро-Аргун	VI
Шахе	VI
Шексна	I
Шетуха	X
Шилка	IX
Ширванский верхний канал	XV — Азерб.
Шуя	I
Юдома	X
Южный Буг	XIII
Юпшара	XV — Груз.
Юрюзань	VII
Ягноб	XVI — Тадж.
Яна	X
Янги канал (Нарын)	XVI — Узб.
Яурин	X
Яшиль-Куль	XVI — Тадж.
Яя	VIII

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Абадзехская Нижняя	VI	71
Абайканская	X	27
Абинская	IX	40
Абукетская	XV — Груз.	38
Авачинская	X	137
Агаринская	XV — Груз.	2
Агбентская	XV — Азерб.	22
Аджарис-Цкальская	XV — Груз.	40
Адлиская	XV — Груз.	93
Адычанская Нижняя	X	117
Ажурская	VI	11
Азнагуловская	V	10
Аильская	VIII	47
Айрумская	XV — Армян.	2
Айрумская	XV — Армян.	3
Акбуланская	XVI — Кирг.	1
Акжарская	XVII — Каз.	8
Акеринская	XV — Азерб.	29
Аккавакская № 1	XVI — Узб.	24
Аккавакская № 2	XVI — Узб.	42
Ак-Кульские № 1 и 2	XVII — Каз.	83—84
Аксакатинская Верхняя	XVI — Узб.	34
Аксакатинская Нижняя	XVI — Узб.	36
Аксакатинская Средняя	XVI — Узб.	35
Аксуйская № 1	XVII — Каз.	91
Аксуйская № 2	XVII — Каз.	92
Аксуйская № 3	XVII — Каз.	93
Аксуйская № 4	XVII — Каз.	94
Аксуйская № 5	XVII — Каз.	95
Акталинская	XVI — Кирг.	5
Актепинская	XVI — Узб.	49
Ак-Теренская	XVI — Кирг.	62
Актогайская	XVII — Каз.	60
Акчокская	XVII — Каз.	58
Акшипрякская	XVI — Кирг.	94
Алабугинская	XVI — Кирг.	7
Алагирская	VI	118
Алазанская № 1	XV — Азерб.	8
Алазанская № 2	XV — Азерб.	9
Аламединская № 1	XVI — Кирг.	80
Аламединская № 2	XVI — Кирг.	81
Аламединская № 3	XVI — Кирг.	82
Аламединская № 4	XVI — Кирг.	83
Аламединская № 5	XVI — Кирг.	84
Аламединская № 6	XVI — Кирг.	85
Алгабасская	XVII — Каз.	67
Александровская	XVI — Кирг.	72
Алексеевская	XVII — Каз.	13
Аллах-Юньская	X	108
Алмаатинская Верхняя	XVII — Каз.	72
Алмаатинская № 2	XVII — Каз.	73
Алмаатинская № 5	XVII — Каз.	74
Алмаатинская № 6	XVII — Каз.	77
Алмаатинская № 7	XVII — Каз.	78
Алмаатинская № 8	XVII — Каз.	75
Алмаатинская № 8а	XVII — Каз.	76
Алмаатинские № 9—11	XVII — Каз.	79—81
Амазарская	IX	122
Амбинская	X	59
Амгуньская Верхняя	X	70
Амгуньская Нижняя	X	72
АмгуньскаяСредняя	X	71
Амтхельская	XV — Груз.	124
Амчинская Верхняя	X	109
Амчинская Нижняя	X	112
Анадырская Верхняя	X	135
Анадырская Нижняя	X	136
Анаульган-Аютюрская высокогорная	XVI — Узб.	32
Андезитская	XV — Груз.	133

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Андеробская	XVI — Тадж.	19
Анийская	XV — Арм.	24
Анская	IX	41
Антоновская	X	50
Анучинская	X	56
Арабачская	I	69
Аргаловская	VII	18
Арастойская	IX	24
Арбобинская	XVI — Тадж.	63
Аргутская	VIII	9
Ардонская	VI	115
Ардонская Нижняя	VI	119
Арзнинская	XV — Арм.	17
Арквасская	VI	2
Армазинская	XV — Груз.	9
Арпанская	XVI — Кирг.	19
Артемовская	IX	45
Артинская	VII	19
Артыбашская	VIII	23
Арухло	XV — Груз.	31
Арчатынская	XVII — Каз.	19
Арчманская	XVI — Турк.	5
Асинская	VIII	58
Атарбекянская	XV — Армян.	15
Атбашинская	XVI — Кирг.	3,18
Атерская	XV — Азерб.	14
Ау-Кашкинская	XVI — Узб.	37
Ауланджинская	X	131
Ахлыстинская	V	19
Ахсарисарская	VI	126
Ахтыская	VI	175
Ахтычайская № 1	VI	180
Ахтычайская № 2	VI	181
Ахтычайская № 3	VI	182
Ахцинская	VI	8
Ахштырская	VI	9
Ачик-Ташская	XVI — Кирг.	66
Ачинская	IX	6
Багадская	XV — Груз.	111
Багишамальская	XVI — Узб.	75
Баглыпайская	XV — Азерб.	12
Багнарская	XV — Груз.	131
Байпазинская	XVI — Тадж.	3
Баксанская Верхняя	VI	138
Баксанская	VI	142
Баксанская № 2	VI	143
Балабулакская	XVII — Каз.	17
Баркрауская	XVI — Кирг.	63
Барлукская	IX	76
Барсумская	XV — Азерб.	7
Барсучковская № 1	VI	52
Барсучковская № 2	VI	53
Бартангская № 1	XVI — Тадж.	34
Бартангская № 2	XVI — Тадж.	35
Бартангская № 3	XVI — Тадж.	36
Баршарская	XVI — Тадж.	18
Батуринская	VIII	5
Баунтовские	IX	103—106
Бахвинская	XV — Груз.	47
Бахтиярлинская	XV — Азерб.	25
Баянкольская	IX	13
Бедгунская	XVI — Тадж.	65
Безенгийская	VI	133
Белая	X	88
Белогорская	X	36
Белоюсская	IX	11
Белокалитвенская	VI	88
Белокаменская	XVII — Каз.	6
Белокатуньская	XVII — Каз.	
Беломорская	I	52
Белопорожская	I	42
Белореченская	VI	78
Белотинская	XV — Груз.	22
Бель-Аулинская	XVI — Кирг.	42
Березовская	XII	22
Березовская	VIII	36
Берловская	IX	47
Бесовецкая	I	108
Бестамакская	XVII — Каз.	62
Бестюбинская	XVII — Каз.	57
Беш-Бадамская	XVI — Кирг.	47
Бешская	VI	1
Бжужинская	XV — Груз.	45
Бзибская	XV — Груз.	129
Бзычская	VI	12
Бийская	VIII	31
Билютайская	IX	58
Бирштонская	XIV — Лит.	2
Бирьянская	V	23
Бирюсинская	IX	77
Благовещенская	X	2
Бобровская	VIII	56
Бобровская	XVII — Каз.	12
Бобыкамская	VII	6
Богбосуйская	X	67
Богдановская	XIII	3
Богословская	VIII	60
Богучанская	IX	56
Богучарская	IV	4
Бодайбинская	IX	100
Бозсуйская	XVI — Узб.	46
Бозсуйская Нижняя № 1	XVI — Узб.	50
Бозсуйская Нижняя № 2	XVI — Узб.	51
Бозсуйская Нижняя № 3	XVI — Узб.	52
Бозсуйская Нижняя № 4	XVI — Узб.	53
Бозсуйская Нижняя № 6	XVI — Узб.	54
Болхидинская	X	68
Большая Кызылская	IX	35
Больше-Галовская	I	87
Большегорская	X	118
Большепорожская	IX	83
Большехадянская № 1	X	143
Большехадянская № 2	X	144
Боляндкиикская	XVI — Тадж.	9
Бом-Бодамская	VIII	26
Боргнинская	XV — Груз.	19
Борисоглебская	I	5
Боровичская	I	120

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Ботлихская	VI	165
Брамбинская № 1	XV — Груз.	119
Брамбинская № 2	XV — Груз.	120
Братская	IX	54
Бреевская	X	42
Бугундинская	IX	93
Бугутакская	IX	44
Буйчинская	XVI — Кирг.	33
Буказейская	VI	109
Булайская Нижняя	IX	75
Бургалинская	X	132
Бурджарская	XVI — Узб.	48
Буренская	IX	27
Бухтарминская	XVII — Каз.	1
Былымская	VI	140
Бысская	X	25
Быстровская	XVI — Кирг.	78
Бычьегорловская	VIII	39
Вакисджварская	XV — Груз.	46
Валазминская	I	100
Вамская Верхняя	I	54
Вамская Нижняя	I	56
Вамская Средняя	I	55
Ванкская	XV — Азерб.	11
Варацкая	I	38
Варваринская	XV — Азерб.	6
Варзобская Верхняя	XVI — Тадж.	58
Варзобская Нижняя № 2	XVI — Тадж.	59
Варзобская Нижняя № 3	XVI — Тадж.	60
Варзугская Верхняя	I	27
Варпаховская	X	46
Варсаутская	XVI — Тадж.	76
Варцихская № 1	XV — Груз.	65
Варцихская № 2	XV — Груз.	66
Варцихская № 3	XV — Груз.	67
Варцихская № 4	XV — Груз.	68
Варяжская	V	16
Вахская	VII	26
Вашкурская	VII	12
Введенская	IX	74
Велико-Устюгская	I	67
Вельская	I	74
Верблюжегорская	IX	1
Верхне-Аксакатинская	XVI — Узб.	34
Верхне-Алмаатинская	XVII — Каз.	72
Верхне-Амгуньская	X	70
Верхне-Амчинская	X	109
Верхне-Анадырская	X	135
Верхне-Баксанская	VI	138
Верхне-Вамская	I	54
Верхне-Варзобская	XVI — Тадж.	58
Верхне-Варзугская	I	27
Верхне-Водлинская	I	109
Верхне-Камская	VII	1
Верхне-Кишинская	VI	79
Верхне-Косьвинская	VII	7
Верхне-Краснополянская	VI	5
Верхне-Кроноцкая	X	139
Верхне-Ленская	IX	89
Верхне-Нарвская	I	92
Верхне-Ниманская	X	37
Верхне-Обская	VIII	1
Верхне-Патомская	IX	113
Верхне-Польморская	IX	81
Верхне-Пшехская	VI	81
Верхне-Свирская	I	112
Верхне-Сегежская	I	46
Верхне-Терсинская № 1	VIII	49
Верхне-Терсинская № 2	VIII	50
Верхне-Тоймен-ская	I	64
Верхне-Туломская	I	8
Верхне-Тульская	VI	72
Верхне-Усинская	I	84
Верхне-Учурская	X	94
Верхне-Чегемская	VI	136
Верхне-Чиркская	I	39
Верхне-Шанчинская	IX	36
Верхне-Ширванская	XV — Азерб.	10
Верхнеянская	X	115
Верхотурская	VII	31
Ветковская	XVIII	9
Ветлужская	III	6
Виданская	I	107
Вилухинская	VII	17
Виляховская	XVIII	5
Вильвенская	VII	16
Вилюйская	X	114
Витебская	XVIII	1
Водлинская Верхняя	I	109
Водлинская Нижняя	I	111
Вознесенская	XIII	4
Волжская имени В. И. Ленина	V	1
Волжская Нижняя	V	5
Волжская имени XXII съезда КПСС	V	4
Володарская	VIII	2
Волховская	I	116
Волчьеворотская	VI	82
Воткинская	VII	3
Выгостровская	I	51

585

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Гажнинская	XVI — Тадж.	56
Газалкентская	XVI — Узб.	21
Газнауская	XVI — Узб.	17
Галовская Большая	I	87
Гасанкайская	XV — Азерб.	19
Гвандрская № 1	XV — Груз.	116
Гвандрская № 2	XV — Груз.	117
Гельджикская	XV — Азерб.	24
Гергебильская	VI	161
Гизельдонская	VI	121
Гилиджанская	XV — Азерб.	26
Гиндукушская	XVI — Туркм.	8
Гиссарская № 1	XVI — Тадж.	46
Гиссарская № 2	XVI — Тадж.	47
Гиссарская № 3	XVI — Тадж.	48
Гиссарская № 4	XVI — Тадж.	49
Гиссарская № 5	XVI — Тадж.	50
Глолская	XV — Груз.	52
Головная	XVI — Тадж.	5
Голотльская	VI	155
Городиловская	VIII	44
Горьковская	III	1
Грибановская	I	63
Грибзанская	XV — Груз.	126
Гродненская	XVIII	11
Громотухинская	VIII	22
Громатухинская	X	12
Громотушинская	XVII — Каз.	25
Гульчинская	XVI — Кирг.	44
Гуматская № 1	XV — Груз.	59
Гуматская № 2	XV — Груз.	60
Гунибская	VI	159
Гунтская № 1	XVI — Тадж.	28
Гунтская № 2	XVI — Тадж.	29
Гунтская № 3	XVI — Тадж.	30
Гунтская № 4	XVI — Тадж.	31
Гунтская № 5	XVI — Тадж.	32
Гучертская	I	72
Гушяринская	XVI — Тадж.	54
ГЭС № 1 (Аксаут)	VI	36
ГЭС № 1 (Альги)	X	64
ГЭС № 1 (Амануаз)	VI	35
ГЭС № 1 (Аракс)	XV — Азерб.	30
ГЭС № 1 (Батомга)	X	101
ГЭС № 1 (Большой Зеленчук)	VI	43
ГЭС № 1 (Большая Лаба)	VI	57
ГЭС № 1 (Варзина)	I	19
ГЭС № 1 (Гилюй)	X	15
ГЭС № 1 (Канал Б. Зеленчук—Кубань)	VI	49
ГЭС № 1 (Клухор)	VI	34
ГЭС № 1 (Кубань)	VI	17
ГЭС № 1 (Малая и Большая Лаба)	VI	63
ГЭС № 1 (Маруха)	VI	42
ГЭС № 1 (Стрельна)	I	24
ГЭС № 1 (Теберда)	VI	31
ГЭС № 1 (Уба)	XVII — Каз.	31
ГЭС № 1 (Учкулан)	VI	28
ГЭС № 1 (Харловка)	I	16
ГЭС № 2 (Аксаут)	VI	37
ГЭС № 2 (Альги)	X	65
ГЭС № 2 (Аракс)	XV — Азерб.	31
ГЭС № 2 (Батомга)	X	102
ГЭС № 2 (Большой Зеленчук)	VI	44
ГЭС № 2 (Большая Лаба)	VI	58
ГЭС № 2 (Варзина)	I	20
ГЭС № 2 (Гилюй)	X	16
ГЭС № 2 (Кубань)	VI	18
ГЭС № 2 (Малая и Большая Лаба)	VI	64
ГЭС № 2 (Стрельна)	I	25
ГЭС № 2 (Суна)	I	101
ГЭС № 2 (Теберда)	VI	32
ГЭС № 2 (Уба)	XVII — Каз.	32
ГЭС № 2 (Учкулан)	VI	29
ГЭС № 2 (Харловка)	I	17
ГЭС № 3 (Аксаут)	VI	38
ГЭС № 3 (Лава)	XIV—Калин.	1
ГЭС № 3 (Альги)	X	66
ГЭС № 3 (Аракс)	XV — Азерб.	32
ГЭС № 3 (Батомга)	X	103
ГЭС № 3 (Большой Зеленчук)	VI	45
ГЭС № 3 (Варзуга)	I	29
ГЭС № 3 (Канал Большая Лаба — Малая Лаба)	VI	59
ГЭС № 3 (Кубань)	VI	19
ГЭС № 3 (Малая и Большая Лаба)	VI	65
ГЭС № 3 (Стрельна)	I	26
ГЭС № 3 (Теберда)	VI	33
ГЭС № 3 (Уба)	XVII — Каз.	33
ГЭС № 3 (Учкулан)	VI	30
ГЭС № 4 (Аксаут)	VI	39
ГЭС № 4 (Лава)	XIV—Калин.	2
ГЭС № 4 (Большой Зеленчук)	VI	46
ГЭС № 4 (Кубань)	VI	20
ГЭС № 4 (Малая Лаба)	VI	60
ГЭС № 4 (Малая и Большая Лаба)	VI	66
ГЭС № 4 (Уба)	XVII — Каз.	34
ГЭС № 5 (Аксаут)	VI	40
ГЭС № 5 (Большой Зеленчук)	VI	47
ГЭС № 5 (Кубань)	VI	21
ГЭС № 5 (Малая Лаба)	VI	61
ГЭС № 5 (Малая и Большая Лаба)	VI	67
ГЭС № 5 (Уба)	XVII — Каз.	35
ГЭС № 6 (Аксаут)	VI	41
ГЭС № 6 (Большой Зеленчук)	VI	48
ГЭС № 6 (Кубань)	VI	22
ГЭС № 6 (Малая Лаба)	VI	62
ГЭС № 6 (Уба)	XVII — Каз.	36
ГЭС № 7 (Кубань)	VI	23
ГЭС № 7 (Уба)	XVII — Каз.	37

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
ГЭС № 8 (Кубань)	VI	24
ГЭС № 8 (Уба)	XVII — Каз.	38
ГЭС № 9 (Кубань)	VI	25
ГЭС № 10 (Кубань)	VI	26
ГЭС № 11 (Кубань)	VI	27
ГЭС у Красного моста	XV — Груз.	34
Гюмушская	XV — Арм.	16
Давайранская	XVI — Узб.	16
Дагмарская	X	26
Дайская	VI	107
Далаковская	VI	93
Даршайская	XVI — Тадж.	17
Дарьяльская	VI	89
Даугавпилская	XIV — Латв.	1
Даховская	VI	70
Дашти-Джумская	XVI — Тадж.	23
Дая-Хатынская	XVI — Туркм.	2
Девсиярская	XVI — Тадж.	11
Денежкинская	VII	29
Детринская	X	125
Джаларская	XVII — Каз.	21
Джали-Суйская	XVI — Кирг.	43
Джампалская	XV — Груз.	123
Джандарская	XV — Груз.	15
Джараховская	VI	91
Джарыскинская	X	5
Джасылкульская № 1	XVII — Каз.	41
Джасылкульская № 2	XVII — Каз.	42
Джижикрутская	XVI — Тадж.	80
Джиланарыкская	XVI — Кирг.	6
Джилколская	XVI — Кирг.	32
Джиль-Арыкская № 1	XVI — Кирг.	75
Джиль-Арыкская № 2	XVI — Кирг.	76
Джиль-Арыкская № 3	XVI — Кирг.	77
Джоджорская № 1	XV — Груз.	71
Джоджорская № 2	XV — Груз.	72
Джуван-Арыкская № 1	XVI — Кирг.	86
Джуван-Арыкская № 2	XVI — Кирг.	87
Джугская	XV — Азер.	20
Джумабазарская № 1	XVI — Узб.	70
Джумабазарская № 2	XVI — Узб.	71
Джумабазарская № 3	XVI — Узб.	72
Джумарская	XVI — Тадж.	24
Дзингская	VI	123
Дзорагетская	XV — Арм.	5
Дигомская № 1	XV — Груз.	11
Дигомская № 2	XV — Груз.	12
Дигорская	VI	125
Днепродзержинская	XI	2
Днепровская имени В. И. Ленина	XI	3
Днепровская II очередь	XI	4
Долдыканская	X	35
Доленская	XIV — Латв.	5
Долринская	XV — Груз.	96
Донская	XVII — Каз.	3
Дошты-Казинская	XVI — Тадж.	68
Дранданская	XV — Груз.	118
Дроздовская	I	21
Друскенинкайская	XIV — Лит.	1
Дубоссарская	Молд.	2
Дубурсинская	XVI — Тадж.	12
Дупулинская	XVI — Тадж.	69
Дюртюлинская	V	15
Егорлыкская	VI	56
Екабпилская	XIV — Латв.	2
Еландинская	VIII	12
Еникендская	XV — Азерб.	4
Енисейская Средняя	IX	20
Енская	X	39
Ермачихинская	VII	15
Ереванская	XV — Арм.	19
Ереванская № 1	XV — Арм.	20
Ереванская № 2	XV — Арм.	21
Ереванская № 3	XV — Арм.	22
Ершинская	VI	110
Жванчикская	XII	9
Желундинская	X	34
Жинвальская	XV — Груз.	23
Жлобинская	XVIII	6
Жуламская	VI	134
Журавлевская	X	54
Забухчайская	XV — Азерб.	27
Загликская	XV — Азерб.	15
Зангисанская	IX	71
Западно-Лицкая	I	7
Зардалинская	XVI — Кирг.	58
Заромагская	VI	113
Захская № 1	XVI — Узб.	38
Захская № 2	XVI — Узб.	39
Заюковская	VI	141
Зейская	X	11
Земо-Авчальская	XV — Груз.	10
Зиддинская № 1	XVI — Тадж.	51
Зиддинская № 2	XVI — Тадж.	52
Зидди-Сиоминская	XVI — Тадж.	61
Зилгинская	VI	131
Змеевская	II	10
Змеегорская	VII	24
Зуаретинская	XV — Груз.	3
Зубовская	IX	29
Зыряновская	XVII — Каз.	24
Зюраткульская № 1	VII	22
Зюраткульская № 2	VII	23

Продолжение

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Ивановская	X	6
Ивановская	I	119
Иваньковская	II	6
Игарская	IX	22
Иджекская	X	92
Иедыгемская	VIII	15
Известковская	XVII — Каз.	7
Измаильская с ГАЭС	XIII	6
Изюмская	XI	5
Икиндинская	X	24
Иконостасная	VIII	27
Илычская	I	83
Иманская	X	57
Ингилийская	X	99
Ингурская	IX	92
Ингурская	XV — Груз.	87
Ининская	VIII	10
Иовская	I	35
Иокангская	I	22
Ионавская	XIV — Лит.	7
Иотканская	X	97
Ипаринская	XV — Груз.	83
Ираканская	X	9
Ирганайская	VI	157
Ириклинская	VII	32
Иркутская	IX	51
Иртышарская	XVI — Узб.	73
Искандеркульская	XVI — Тадж.	73
Иски-Ангарская	XVI — Узб.	69
Ихе-Ухтунская	IX	69
Ишимская	VIII	63
Кабудхаузская	XVI — Тадж.	16
Кавальканская	X	98
Кавказская	IX	42
Кадырьинская	XVI — Узб.	44
Кадышевская	V	8
Казанская	VI	84
Казмакрызская	XV — Азерб.	35
Каирская	VIII	16
Кайраккумская	XVI — Тадж.	82
Кайтакоски	I	1
Каларская № 1	IX	107
Каларская № 2	IX	108
Каларская № 3	IX	109
Каларская № 4	IX	110
Калай-Хумбская	XVI — Тадж.	22
Калачская	V	26
Калининская	II	5
Калканская	XVII — Каз.	52
Калужская	II	15
Камбаратинская	XVI — Кирг.	11
Камболинская	VIII	25
Каменская	VIII	3
Каменская	VII	10
Каменковская	Молд.	1
Кампырраватская	XVI — Кирг.	29
Камская	VII	2
Камская Верхняя	VII	1
Камская Нижняя	V	9
Канакерская	XV — Арм.	18
Кандыкская	XVI — Кирг.	37
Каневская	XII	3
Канская	V	13
Канская Нижняя	IX	50
Капчагайская	XVII — Каз.	53
Карабасская	XVII — Каз.	16
Карабулакская	XVII — Каз.	66
Карабулакская	XVI — Кирг.	10
Карабулунская	XVI — Кирг.	8
Каравшинская	XVI — Кирг.	61
Карадарьинская	XVI — Узб.	77
Карадарьинская № 1	XVI — Кирг.	24
Карадарьинская № 2	XVI — Кирг.	25
Карадарьинская № 3	XVI — Кирг.	26
Карадарьинская № 4	XVI — Кирг.	27
Карадарьинская № 5	XVI — Кирг.	28
Карадахская	VI	156
Караджальская	XVII — Каз.	18
Кара-Киинская	XVI — Кирг.	46
Каракульджинская	XVI — Кирг.	40
Каракумская	XVI — Туркм.	4
Каралонская	IX	98
Карамышевская	II	21
Карантугайская	XVI — Узб.	25
Карасуйская	VIII	17
Каратагская	XVI — Тадж.	66
Каратальская	XVII — Каз.	44
Каратюбекская	XVII — Каз.	51
Карауткольская	XVII — Каз.	56
Карачингильская	XVII — Каз.	55
Кардалинская	XVII — Каз.	50
Карджинская	VI	94
Кардынская	V	11
Каренгская	IX	95
Карколбинская	X	18
Карпогорская	I	79
Касимовская	II	19
Каслетская	XV — Груз.	105
Каспинская	XV — Груз.	7
Кассагордонская	XVI — Тадж.	15
Кассарская	VI	114
Катта-Карамукская	XVI — Кирг.	57
Катта-Курганская № 1	XVI — Узб.	67
Катта-Курганская № 2	XVI — Узб.	68
Каунасская	XIV — Лит.	3,8
Кафирниганская Нижняя	XVI — Тадж.	43
Кахибская	VI	154
Каховская	XIII	5
Кашкатаусская	VI	128
Каяндысская	XVI — Тадж.	10
Квишхетская	XV — Груз.	6
Кегумская	XIV — Лат.	4
Кедвинская	I	86
Кедонская	X	133
Кекемеренская	XVI — Кирг.	23
Келасурская	XV — Груз.	112
Келесская № 1	XVII — Каз.	89
Келесская № 2	XVII — Каз.	90

Продолжение

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Келифская	XVI — Туркм.	1
Келойская	VI	106
Кемеровская	VIII	40
Кеминская	XVI — Кирг.	91
Керменикская	XVI — Узб.	66
Кехвинская	XV — Груз.	20
Кзылтогайская	XVII — Каз.	40
Кибрайская	XVI — Узб.	43
Киевская с ГАЭС	XII	1—2
Кингисепская	I	95
Киреевская	VIII	6
Киренская № 1	IX	90
Киренская № 2 (Шороховская)	IX	91
Кирестэхская	X	80
Кирзанская	XV - Азерб.	2
Кичмайская	VI	14
Кишинская Верхняя	VI	79
Кишинская Нижняя	VI	80
Княжегубская	I	36
Кобийская	XV — Груз.	132
Ковровская	II	23
Коксуйская	XVI — Кирг.	71
Коксуйская № 1	XVII — Каз.	45
Коксуйская № 2	XVII — Каз.	46
Коксуйская № 3	XVII — Каз.	47
Коксуйская № 4	XVII — Каз.	48
Коксуйская № 5	XVII — Каз.	49
Кокчинская	XVI — Тадж.	26
Кокшаальская	XVI — Кирг.	95
Колбинская	IX	46
Колвицкая Нижняя	I	30
Колебская	VI	153
Колмакларовская	VII	25
Коломенская	II	17
Колхоз-Бентская	XVI — Туркм.	7
Колчановская	I	115
Кольская	I	11
Комсомольская	X	69
Кондомская	VIII	45
Кондопожская	I	104
Коневская	I	59
Константиновская	VI	86
Константиновская	XIII	2
Константиновская	XVII — Каз.	39
Корбудская	XV — Груз.	48
Коркодонская	X	128
Коротоякская	IV	2
Костромская Средняя	II	11
Костромская Нижняя	II	12
Косьвинская Верхняя	VII	7
Котласская	I	66
Кош-Карчинская	XVI — Кирг.	59
Красная	VI	160
Красновишерская	VII	5
Краснозаводская	IX	5
Краснополянская	VI	6
Краснополянская Верхняя	VI	5
Краснополянская Нижняя	VI	7
Красноярская	IX	19
Кременская	V	25
Кременчугская	XI	1
Кривопорожская Нижняя	I	43
Кривогорская	II	2
Кроноцкая Верхняя	X	139
Кроноцкая Нижняя	X	140
Крутогорская	IX	38
Ксанская	XV — Груз.	8
Кубахаевская	IX	116
Кубинская	VI	147
Кубусская	VI	122
Кудахуртская	VI	129
Кудиалская	XV — Азерб.	34
Кудринская	I	58
Кудыкшинская	IX	114
Кузминская	I	106
Кузнецовская	X	1
Кузьминская	II	18
Кулагашская	VIII	18
Куланбасская	XVII — Каз.	54
Кулдигская	XIV — Латв.	7
Култукская	IX	72
Кумская	I	34
Кундуздыкская	XVII — Каз.	15
Куненбайская	XVII — Каз.	14
Купчалская	XV — Азерб.	36
Курбашовская	X	10
Курейская	IX	86
Курментинская	XVII — Каз.	64
Курпсайская	XVI — Кирг.	13
Курпская № 1	VI	96
Курпская № 2	VI	97
Курпская № 3	VI	98
Курпская № 4	VI	99
Курпская № 5	VI	100
Курпская № 6	VI	101
Куршавская № 1	VI	50
Куршавская № 2	VI	51
Курытогайская	XVII — Каз.	61
Кусурская	VI	169
Кутаисская № 1	XV — Груз.	62
Кутаисская № 2	XV — Груз.	63
Кутаисская № 3	XV — Груз.	64
Кутановская	V	14
Кызылская Большая	IX	35
Кызылская Малая	IX	30
Кызылтальская	XVII — Каз.	87
Кштутская	XVI — Кирг.	60
Кштутская	XVI — Узб.	56
Кюлютская	VI	173
Лагиревская	V	21
Ладжанурская	XV — Груз.	77
Ладжанурская № 2	XV — Груз.	57
Лайсуйская	XVI — Кирг.	34
Ланковая	XI	141
Латалинская	XV — Груз.	84

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Лахранская	VI	144
Лашкутинская	VI	139
Лебединовская	XVI — Кирг.	79
Лемезинская	V	24
Ленинаканская	XV — Арм.	23
Ленская Верхняя	IX	89
Ленская Нижняя	X	77
Лентехская	XV — Груз.	75
Лепсинская	XVII — Каз.	43
Лецперинская	XV — Груз.	101
Лешнурская	XV — Груз.	103
Ликанская	XV — Груз.	5
Линдозерская	I	102
Литвянская	XVIII	12
Лицкая Западная	I	7
Локшакская	X	7
Луговская	VIII	38
Лучекская	VI	171
Любечская	XVIII	8
Лябиджойская	XVI — Тадж.	64
Маенгская	X	8
Майгунская	IX	84
Майдантальская Высокогорная	XVII — Каз.	86
Майкопская	VI	74
Майкопская Нижняя	VI	75
Майнакская	XVII — Каз.	59
Майнская	IX	16
Макмалская	XVI — Кирг.	20
Макошинская	XII	5
Макшеватская	XVI — Тадж.	75
Малая Кызылская	IX	30
Малетская	IX	64
Малиновская	X	49
Малкинская Нижняя	VI	146
Мало-Чураевская	VII	33
Мало-Якутская	X	111
Малыбайская	XVII — Каз.	69
Мамаканская	IX	112
Мангальская	IX	4
Мантуровская	II	13
Маральянбадская	XV — Азерб.	23
Маргифская	XVI — Тадж.	78
Марткобская	XV — Груз.	26
Маткожненская	I	50
Матросская	I	105
Мацутская	VI	124
Межозерная	I	99
Мелеховская	VI	87
Менкюлейская	X	113
Мегринская	XV — Арм.	12
Мерешорская	XII	19
Мешедская	XVI — Туркм.	6
Миатлинская	VI	149
Мингечаурская	XV — Азерб.	5
Минорская	X	106
Минусинская	IX	18
Мискинджасская	VI	176
Могилевская	XVIII	4
Могилев-Подольская	XII	10
Моинтокайская	XVII — Каз.	63
Мокская	IX	96
Момская	X	122
Мондинская	IX	66
Москвинская	I	57
Московская	XVI — Тадж.	25
Мостовская	XVIII	10
Мотовская Нижняя	I	6
Мотская	IX	73
Мрассинская	VIII	42
Мстинская	I	122
Мстинская Нижняя	I	123
Мугурукская	VI	158
Мукуразская	XV — Груз.	127
Мульхринская № 1	XV — Груз.	94
Мульхринская № 2	XV — Груз.	95
Муромская	III	3
Мухтуйская	X	74
Мухуринская	XV — Груз.	82
Мучнопорожская	IX	82
Мушская	XVI — Узб.	59
Мцхетская	XV — Груз.	24
Назаровская	IX	3
Накиетская	XV — Груз.	53
Накринская № 1	XV — Груз.	97
Накринская № 2	XV — Груз.	98
Наманганская № 10[а]	XVI — Узб.	5
Наманганская № 11[а]	XVI — Узб.	6
Наманганская № 12[а]	XVI — Узб.	7
Наманганская № 14[а]	XVI — Узб.	8
Намахванская	XV — Груз.	58
Нарватская	XVI — Тадж.	74
Нарвская	I	93
Нарвская Верхняя	I	92
Нардеванская	XV — Груз.	35
Нарынская	XVI — Кирг.	2
Нарьян-Марская	I	82
Наукатская	XVI — Узб.	3
Наушкинская	IX	57
Невская	I	96
Ненскринская № 1	XV — Груз.	99
Ненскринская № 2	XV — Груз.	100
Нестеровская	VI	112
Неэргенская	X	19
Нивская № 1	I	31
Нивская № 2	I	32
Нивская № 3	I	33
Нижне-Абадзехская	VI	71
Нижне-Адычанская	X	117
Нижне-Аксакатинская	XVI — Узб.	36
Нижне-Амгуньская	X	72
Нижне-Амчинская	X	112
Нижне-Анадырская	X	136
Нижне-Ардонская	VI	119

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Нижне-Бозсуйская № 1	XVI — Узб.	50
Нижне-Бозсуйская № 2	XVI — Узб.	51
Нижне-Бозсуйская № 3	XVI — Узб.	52
Нижне-Бозсуйская № 4	XVI — Узб.	53
Нижне-Бозсуйская № 6	XVI — Узб.	54
Нижне-Булайская	IX	75
Нижне-Вамская	I	56
Нижне-Варзобская № 2	XVI — Тадж.	59
Нижне-Варзобская № 3	XVI — Тадж.	60
Нижне-Водлинская	I	111
Нижне-Волжская	V	5
Нижневская	XII	7
Нижне-Камская	V	9
Нижне-Канская	IX	50
Нижне-Кафирниганская	XVI — Тадж.	43
Нижне-Кишинская	VI	80
Нижне-Колвицкая	I	30
Нижне-Костромская	II	12
Нижне-Краснополянская	VI	7
Нижне-Кривопорожская	I	43
Нижне-Кроноцкая	X	140
Нижне-Ленская	X	77
Нижне-Майкопская	VI	75
Нижне-Малкинская	VI	146
Нижне-Мотовская	I	6
Нижне-Мстинская	I	123
Нижне-Нижнеманская	X	38
Нижне-Обская	VII	27
Нижне-Олекминская	X	81
Нижне-Папанская	XVI — Кирг.	49
Нижне-Пскемская	XVI — Узб.	28
Нижне-Пянджская	XVI — Тадж.	27
Нижне-Рионская	XV — Груз.	69
Нижне-Сандалашская	XVI — Кирг.	68
Нижне-Свирская	I	113
Нижне-Сегежская	I	47
Нижне-Селенгинская	IX	62
Нижне-Суянская	V	17
Нижне-Таргинская	X	52
Нижне-Терсинская № 1	VIII	53
Нижне-Терсинская № 2	VIII	54
Нижне-Туломская	I	9
Нижне-Тульская	VI	73
Нижне-Тунгусская	IX	85
Нижне-Угамская	XVII — Каз.	88
Нижне-Унжинская	II	14
Нижне-Уфимская	V	20
Нижне-Учурская	X	96
Нижне-Чусовская	VII	13
Нижне-Шанчинская	IX	37
Нижнеянская	X	116
Ниитойская	X	142
Никитская	V	7
Николаевская	VIII	32
Николо-Михайловская	X	48
Ниловская	IX	70
Нилюская № 1	XVI — Узб.	62
Нилюская № 2	XVI — Узб.	63
Ниманская Верхняя	X	37
Ниманская Нижняя	X	38
Новгород-Северская	XII	4
Новиковская	VIII	30
Ново-Михайловская	X	45
Новопокровская	IX	2
Новосибирская	VIII	4
Нурагорская	XVII — Каз.	70
Нурекская	XVI — Тадж.	2
Нуркутульская	IX	68
Нювадинская	XV — Арм.	13
Нюхчинская	I	78
Нярская	VII	8
Обиоджукская	XVI — Тадж.	57
Обская Верхняя	VIII	1
Обская Нижняя	VII	27
Огонекская	X	104
Озерковская	VIII	34
Ойгаингская	XVI — Узб.	29
Ойгаингская Высокогорная	XVI — Узб.	31
Ойгаинг-Майдантальская	XVI — Узб.	30
Ойталская	XVI — Кирг.	30
Окононская	X	4
Окраинская	X	53
Олангская	I	37
Олекминская	X	75
Олекминская Нижняя	X	81
Оленекская Средняя	X	73
Олонская	X	60
Омолонская	X	134
Омская	VIII	61
Онийская	XV — Груз.	54
Оноковская	XII	24
Ондская	I	48
Орбельская	XV — Груз.	74

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Орджоникидзеабадская № 1	XVI — Тадж.	39
Орджоникидзеабадская № 2	XVI — Тадж.	40
Орджоникидзеабадская № 3	XVI — Тадж.	41
Орджоникидзеабадская № 4	XVI — Тадж.	42
Орджоникидзевская	VI	92
Ордубадская	XV — Азерб.	21
Оренбургская	VII	34
Орекитканская	IX	102
Ормелетская	XV — Груз.	109
Ортаколинская	VI	166
Ортачальская	XV — Груз.	13
Оршинская	XVIII	3
Осиновская	IX	21, 39, 48
Оттукская	XVI — Кирг.	93
Охчинская № 2	XV — Арм.	10
Охчинская № 3	XV — Арм.	11
Очурская	IX	17
Ошкольская	IX	10
Ошская № 4	XVI — Кирг.	50
Ошская № 5	XVI — Кирг.	51
Павловская	X	110
Павловская	IV	3
Павловская	V	18
Павлодарская	XVII — Каз.	11
Падаханская	XVI — Узб.	58
Падунская	I	14
Паламышская	I	70
Палакоргская	I	49
Пальеозерская	I	103
Папанская Нижняя	XVI — Кирг.	49
Параванская № 1	XV — Груз.	16
Параванская № 2	XV — Груз.	17
Паратунская	X	138
Паринская	XV — Груз.	85
Патомская Верхняя	IX	113
Первомайская	XIII	1
Переволокская	V	2
Перепадная № 1	XV — Груз.	88
Перепадные №№ 2—4	XV — Груз.	89—91
Перепадная	XVI — Тадж.	6
Перервинская	II	22
Пестовская	I	91
Петропавловская	X	14
Печинская	XVII — Каз.	22
Пильновская	VIII	29
Пионерская	X	148
Питаевская	IX	80
Питинская	XVI — Тадж.	71
Плявиньская	XIV — Латв.	3
Пржевальская	XVI — Кирг.	92
Подарская	XV — Азерб.	28
Подлопаткинская	IX	65
Подпусковская	XVII — Каз.	9
Подужемская	I	44
Пойлинская	XV — Азерб.	1
Полоцкая	XVIII	2
Польморская Верхняя	IX	81
Понойская	I	23
Понышская	VII	11
Пскемская Нижняя	XVI — Узб.	28
Пскемская Средняя	XVI — Узб.	27
Псковская	I	94
Пслухская	VI	4
Псоуская	VI	3
Пугачевская	V	6
Пугусская	XVI — Тадж.	55
Пудожская	I	110
Пуламуллинская	XVI — Тадж.	72
Путкинская	I	45
Путятинская	X	29
Пшехская	VI	77
Пшехская Верхняя	VI	81
Пшицкая	XV — Груз.	128
Пшишская	VI	83
ПянджскаяНижняя	XVI — Тадж.	27
Пясинская	IX	88
Раватская	XVI — Тадж.	81
Рават-Ходжинская	XVI — Узб.	64
Разгурченская	XII	13
Раухиала	I	98
Раякоски	I	3
Речицкая	XVIII	7
Ржевская	II	3
Рижская	XIV — Латв.	5
Рика-Хустицкая	XII	23
Рионская	XV — Груз.	61
Рионская Нижняя	XV — Груз.	69
Ровдинская	I	75
Рогунская	XVI — Тадж.	1
Романовская	VII	30
Ромитские № 1 и 2	XVI—Тадж.	37—38
Ростокинская	XII	15
Русиновская	X	21
Рутульская	VI	172
Рушанская	XVI — Тадж.	20
Рыбинская	II	8
Рыбникская	XII	12
Рындинская	I	15
Саганлукская	XV — Груз.	14
Сагоретская	XV — Груз.	39
Сагринская	VI	167
Садмельская	XV — Груз.	56
Сазская	XVI — Кирг.	21
Сакаоская	XV — Груз.	73
Саларская	XVI — Узб.	45
Самур-Дивичинская	XV — Азерб.	33
Самурская	VI	179
Сангардакская	XVI — Узб.	61
Сангтудинская	XVI — Тадж.	4
Сандагоузская	X	43
Сандалашская	XVI — Кирг.	64
Сандалашская Высокогорная	XVI — Кирг.	65

Продолжение

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Сандалашская Нижняя	XVI — Кирг.	68
Сандалашская Средняя	XVI — Кирг.	67
Сандуминская	X	62
Сантокская	XIV — Лит.	5
Сарапульская	VIII	37
Саратовская	V	3
Сарданмионская	XVI — Тадж.	44
Сары-Беренская	XVI — Кирг.	31
Сарыбулакская	XVII — Каз.	68
Сарыгуйская	XVI — Тадж.	8
Сарыкамышская	XVI — Кирг.	45
Сарыташская	XVI — Кирг.	36
Сарычаганская	XVII — Каз.	71
Сатынская	XVII	65
Сацхенисская	XV — Груз.	25
Саяно-Шушенская	IX	15
Светичская	I	121
Светлоключинская	VIII	28
Свирская Верхняя	I	112
Свирская Нижняя	I	113
Свистухинская	VI	54
Святская	I	114
Севанская	XV — Арм.	14
Северная	I	18
Сегежская Верхняя	I	46
Сегежская Нижняя	I	47
Сейбинская	IX	32
Сеймчанская	X	127
Секенская № 1	XV — Груз.	113
Секенская № 2	XV — Груз.	114
Секенская № 3	XV — Груз.	115
Селенгинская Нижняя	IX	62
Семеновская	I	65
Семилукская	IV	1
Семипалатинская	XVII — Каз.	5
Сенгилеевская	VI	55
Сенная	XVII — Каз.	23
Серебрянская	I	13
Серебрянская	VII	14
Серегинская	I	73
Серпуховская	II	16
Сивокская	X	63
Сигнайская	IX	99
Сигонкукская	X	58
Сиоминская	XVI — Тадж.	53
Скрундинская	XIV — Латв.	6
Смоленская	II	1
Советская	XIV — Лит.	4
Соколовская	X	44
Соколовская	XII	6
Солотвинская	XII	17
Сольвычегодская	I	71
Сонкульская	XVI — Кирг.	88
Сонойская	VI	108
Соорбугская	XVI — Тадж.	13
Сорбоская	XVI — Тадж.	45
Сорская	XV — Груз.	55
Сохская	XVI — Узб.	15
Сочинская	VI	10
Спандарянская	XV — Арм.	7
Спеевская	Молд.	3
Спицинская	IX	97
Средедемская	X	129
Средне-Аксакатинская	XVI — Узб.	35
Средне-Амгуньская	X	71
Средне-Вамская	I	55
Средне-Енисейская	IX	20
Средне-Костромская	II	11
Средне-Оленекская	X	73
Средне-Пскемская	XVI — Узб.	27
Средне-Сандалашская	XVI — Кирг.	67
Средне-Терсинская № 1	VIII	51
Средне-Терсинская № 2	VIII	52
Средне-Усинская	I	85
Средне-Учурская	X	95
Средне-Чаткальская	XVI — Узб.	33
Средне-Чиркская	I	40
Средниканская	X	130
Сретенская	IX	43
Старицкая	II	4
Степанаванская	XV — Арм.	4
Степаньковская	III	4
Стойбинская	X	22
Судзухинская	X	145
Судская	I	89
Суйфунская	X	149
Сулеинская	VII	21
Сулеймановская	V	22
Сулукская	XVI — Кирг.	39
Сунженская	VI	102
Сурметашская	XVI — Кирг.	54
Сурхобская	XVI — Тадж.	14
Суон-Титетская	X	82
Сусамырская	XVI — Кирг.	22
Суховская	IX	52
Сухумская	XV — Груз.	125
Сучанская	X	146
Сушинская	III	7
Суянская Нижняя	V	17
Сходненская	II	20
Тавакская	XVI — Узб.	22
Тайдонская	VIII	55
Таксан-Кампырская	XVI — Кирг.	38
Талас-Ассинская	XVI — Кирг.	74
Таласская	XVII — Каз.	82
Таласская	XVI — Кирг.	73
Талдыкайская	XVI — Узб.	26
Талдысуйская	XVI — Кирг.	17
Талигулянская	XVI — Узб.	74
Тали-Кепурская	VI	163
Тамахлинская	VI	132
Тамиевская	VI	111
Тамисская	VI	117

Продолжение

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Тарасовская	I	60
Таргинская Нижняя	X	52
Тарская	XVI — Кирг.	35
Тарская	VIII	62
Тастар-Атинская	XVI — Кирг.	41
Татауровская	IX	61
Татевская	XV — Арм.	9
Таш-Кулакская № 1	XVI — Узб.	40
Таш-Кулакская № 2	XVI — Узб.	41
Ташкумырская	XVI — Кирг.	14
Таштагольская	VIII	43
Твишская	XV — Груз.	78
Тегермечская	XVI — Кирг.	55
Тегульдетская	VIII	57
Тельбесская	VIII	46
Тельмамская	IX	111
Тельминская	IX	53
Теребля-Рикская	XII	20
Теребля-Рикская № 2	XII	21
Териберская	I	12
Терсинская Верхняя № 1	VIII	49
Терсинская Верхняя № 2	VIII	50
Терсинская Нижняя № 1	VIII	53
Терсинская Нижняя № 2	VIII	54
Терсинская Средняя № 1	VIII	51
Терсинская Средняя № 2	VIII	52
Терская Высокогорная № 1	XVI — Кирг.	69
Терская Высокогорная № 2	XVI — Кирг.	70
Гертерская № 1	XV — Азерб.	16
Гертерская № 2	XV — Азерб.	17
Гершская	I	28
Гетрихевская	XV — Груз.	27
Тисса-Вишеульская	XII	16
Тишинская	XVII — Каз.	27
Ткибульская	XV — Груз.	50
Тобарская	XV — Груз.	86, 102
Тобольская	VII	28
Товальская	I	61
Тогуз-Тораузская	XVI — Кирг.	9
Тойменская Верхняя	I	64
Токтогульская	XVI — Кирг.	12
Токунайская	X	79
Томмотская	X	84
Томская	VIII	41
Топихинская	XVII — Каз.	30
Торжокская	II	9
Тосканская	X	120
Тотенская	XV — Груз.	110
Троицкая	I	117
Труфаногорская	I	80
Туапсинская № 1	VI	15
Туапсинская № 2	VI	16
Туганская	XVI — Тадж.	21
Туломская Верхняя	I	8
Туломская Нижняя	I	9
Тульская Верхняя	VI	72
Тульская Нижняя	VI	73
Тунгирская	IX	115
Тунгусская Нижняя	IX	85
Турагайчайская	XV — Азерб.	18
Турнишкинская	XIV — Лит.	6
Тухаульская	VI	13
Тхеишинская	XV — Груз.	107
Тымская	VIII	8
Тюлекская № 1	XVI — Кирг.	89
Тюлекская № 2	XVI — Кирг.	90
Тюляпсинская	IX	9
Тюя-Муюнская	XVI — Туркм.	3
	XVI — Узб.	55
Уборковская	X	51
Угамская Нижняя	XVII — Каз.	88
Угличская	II	7
Угунская	X	85
Удахуртская	VI	129
Удинская	IX	78
Удоканская	IX	101
Ужгородская	XII	25
Улан-Одонская	IX	118
Улахинская	X	47
Уллаханская	X	107
Улуйская	IX	7
Ульбинская	XVII — Каз.	28
Ульминская	X	28
Умальтинская	X	31
Унальская	VI	116
Унжинская Нижняя	II	14
Унижская	XII	8
Уракская	X	17
Урашская	XV — Груз.	106
Ургальская	X	33
Урсульская	VIII	11
Уруштенская	VI	68
Урыльская	XVII — Каз.	20
Усинская Верхняя	I	84
Усинская Средняя	I	85
Усманская	X	30
Уссурийская	X	41
Усть-Абавская	XIV — Латв.	8
Усть-Баргинская	IX	49
Усть-Безенгийская	VI	135
Усть-Ижемская	I	81
Усть-Илимская	IX	55
Усть-Иньская	VIII	33
Усть-Каменогорская	XVII — Каз.	2
Усть-Карская	IX	120
Усть-Кемчугская	IX	8
Усть-Куломская	I	68
Усть-Кулуйская	X	124
Усть-Нерская	X	119
Усть-Ниманская	X	32
Усть-Оборская	IX	63
Усть-Семинская	VIII	14

Продолжение

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Усть-Улсская	VII	4
Усть-Улуюльская	VIII	59
Усть-Уровская	IX	121
Усть-Чиронская	IX	119
Усухская	VI	177
Утиканская	X	126
Уфимская Нижняя	V	20
Учкунская	XVI — Кирг.	4
Учкурганская № 0	XVI — Кирг.	15
Учкурганская	XVI — Кирг.	16
Учурская	X	86
Учурская Верхняя	X	94
Учурская Нижняя	X	96
Учурская Средняя	X	95
Ушкалойская	VI	104
Уюкская	IX	33
Фархадская	XVI — Узб.	4
Федоровская	IX	28
Хабасская	VI	145
Хайраватская	XVI — Тадж.	67
Хайраканская	IX	14
Халдесская	XV — Груз.	92
Хамсаринская	IX	31
Хамышкинская	VI	69
Ханакская	XVI — Тадж.	62
Хандыгинская	X	89
Ханийская	X	78
Ханско-Пшехская	VI	76
Хантайская	IX	87
Хапшинская	XV — Груз.	108
Харагольская	IX	67
Хариузовская	XVII — Каз.	26
Хатымская	X	91
Хатыргинская	XVI — Узб.	65
Хевоскоски	I	4
Хертвисская	XV — Груз.	1
Хилокская	IX	59
Хинганская	X	3
Хишрауская	XVI — Узб.	76
Ховатская	XVI — Узб.	60
Ходжикентская	XVI — Узб.	20
Хопинская № 1	XV — Груз.	80
Хопинская № 2	XV — Груз.	81
Хорнемская	I	77
Храмская № 1	XV — Груз.	28
Храмская № 2	XV — Груз.	29
Храмская № 3	XV — Груз.	30
Хрюкская	VI	174
Хумпрерская	XV — Груз.	104
Хустская	XII	18
Хцисская	XV — Груз.	49
Хшартобская	XVI — Тадж.	77
Цагерская	XV — Груз.	76
Царитская	XV — Груз.	18
Цахурская	VI	170
Центральная	XVI — Тадж.	7
Цилахойская	VI	103
Цимлянская	VI	85
Цудахарская	VI	162
Цумадинская	VI	164
Цхемлованская	XV — Груз.	44
Цхинвальская	XV — Груз.	21
Цхисская	XV — Груз.	49
Цхмоориская	XV — Груз.	37
Чагдакская	X	87
Чагодощинская	I	90
Чалбинская	X	23
Чарвакская	XVI — Узб.	19
Чардаринская	XVII — Каз.	85
Чаректарская	XV — Азерб.	13
Чаткальская Средняя	XVI — Узб.	33
Чахчахская	VI	178
Чебоксарская	III	2
Чегемская	VI	137
Чегемская Верхняя	VI	136
Чегетская	VI	127,130
Чемальская	VIII	13
Черемшанская	XVII — Каз.	29
Череповецкая	I	88
Чернецкая	I	118
Черниговская	X	13
Черногорская	VII	20
Чернятинская	X	147
Черская	X	121
Чибитская	VIII	20
Чиганакская № 1	XVI — Узб.	1
Чиганакская № 2	XVI — Узб.	2
Чиндантская	IX	117
Чиркатинская	VI	168
Чиркейская	VI	148
Чиркская Верхняя	I	39
Чиркская Средняя	I	40
Чирчикская имени Ф. Г. Логинова	XVI — Узб.	23
Чир-Юртская № 1	VI	150
Чир-Юртская № 2	VI	151
Чир-Юртская № 3	VI	152
Читахевская	XV — Груз.	4
Чомполоо	X	83
Чонгаринская	XVI — Узб.	18
Чорохи № 1	XV — Груз.	41
Чорохи № 2	XV — Груз.	42
Чорохи № 3	XV — Груз.	43
Чошская	XVI — Узб.	57
Чувайская	XVI — Кирг.	56
Чулымская	VIII	7
Чульманская	X	90
Чураевская Малая	VII	33
Чусовская Нижняя	VII	13
Чхалтинская № 1	XV — Груз.	121
Чхалтинская № 2	XV — Груз.	122
Чхороцкая	XV — Груз.	79
Шаариханская № 0	XVI — Кирг.	52
Шаариханская № 1	XVI — Кирг.	53
Шаариханская № 2	XVI — Узб.	9
Шаариханская № 3	XVI — Узб.	10

Гидроэлектростанция	Номер района	Номер по списку
Шаариханская № 4	XVI — Узб.	11
Шаариханская № 5	XVI — Узб.	12
Шаариханская № 5а	XVI — Узб.	13
Шаариханская № 6а	XVI — Узб.	14
Шавлинская	VIII	19
Шагалинская	XV — Арм.	6
Шалутская	IX	60
Шаманаевская	VIII	35
Шамбская	XV — Арм.	8
Шамтычская	XVI — Тадж.	70
Шамхорская	XV — Азерб.	3
Шандегамская	X	61
Шанчинская Верхняя	IX	36
Шанчинская Нижняя	IX	37
Шаорская	XV — Груз.	51
Шапкалахская	X	123
Шатойская	VI	105
Шаумянская	XV — Груз.	36
Шейхантаурская	XVI — Узб.	47
Шелтопорожская	I	53
Шенгуйская	I	10
Шенкурская	I	76
Шетухинская	X	55
Шивелигская	IX	34
Шипишкинская	IX	94
Ширванская Верхняя	XV — Азерб.	10
Широковская	VII	9
Широкская	IX	79
Шнохская	XV — Арм.	1
Шорская	IX	23
Шуйская	IX	26
Шулавери № 1	XV — Груз.	32
Шулавери № 2	XV — Груз.	33
Шульбинская	XVII — Каз.	4
Шумилкинская	VIII	24
Шутская	XVI — Кирг.	48
Шушталепская	VIII	48
Эзминская	VI	90
Экимчанская	X	20
Элегетская	IX	12
Эльхотовская (Ардон)	VI	120
Эльхотовская (Терек)	VI	95
Энсо	I	97
Ылымакская	X	93
Ытыгинская	X	105
Юдомская	X	100
Южно-Узянская	V	12
Юсская	IX	25
Юстикская	VIII	21
Юшкозерская	I	41
Юпшаринская	XV — Груз.	130
Ягнобская	XVI — Тадж.	79
Языковская	III	5
Якутская	X	76
Якутская Малая	X	111
Ямпольская	XII	11
Ямышевская	XVII — Каз.	10
Янискоски	I	2
Ярнемская	I	62
Ясенская	XII	14
Яуринская	X	40
Яшиль-Кульская	XVI — Тадж.	33

ОГЛАВЛЕНИЕ

ение 5

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ИХ ОЦЕНКА

первая. **Гидрология рек СССР** 13
чная сеть СССР 13
андшафт и климат СССР 18
дрологические наблюдения 23
итание и водный режим рек СССР 25
ток важнейших речных систем СССР 38
ечные наносы 38
едовый режим рек 48
итература 51

вторая. **Потенциальные гидроэнергетические ресурсы СССР** 52
идроэнергетический потенциал, его содержание и отдельные категории . . 52
арактеристика основных кадастровых работ по учету гидроэнергетического потенциала 53
Валовой теоретический гидроэнергетический потенциал поверхностного стока 56
аловой теоретический потенциал энергии речного стока 57
ложение II.1. Распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов учтенных крупных и средних рек по морским бассейнам 78
ложение II.2. Распределение гидроэнергетических ресурсов крупных и средних рек РСФСР, Укр. ССР и Каз. ССР по автономным республикам, краям и областям 79
ложение II.3. Гидроэнергетические ресурсы бассейнов рек первого порядка 82
ложение II.4. Гидроэнергетические ресурсы рек с мощностями свыше 1 тыс. *квт* 88
Литература 99

третья. **Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы (Технический гидроэнергетический потенциал)** 100
Понятие о техническом потенциале 100
Постоянные потери гидравлической энергии водотоков 101
Изменяющиеся потери гидравлической энергии 102
Методика определения технического потенциала 102
Коэффициент использования валового потенциала 103
Группировка рек и значения коэффициента использования валового потенциала K_1 107
Величина технического гидроэнергетического потенциала 108
ложение III.1. Природные характеристики и гидроэнергетические ресурсы рек Советского Союза, по которым были использованы проектные материалы 113
597

353
370
377
378
378
383
385
397
401
403
405
410
422
428
435
446
462
464
467
469
476
498
528
538
540
543
567
578
583
596

Глава четвертая. **Качественная характеристика гидроэнергетических ресурсов** 117

Природные факторы качества гидроэнергетических ресурсов 118
Водность 118
Неравномерность 119
Карта изолиний коэффициента *K* 126
Модуль мощности 131
Модуль энергии 135
Фонд зарегулированной гидроэнергии 139
Стоимостные показатели 146
Литература 149

Глава пятая. **Экономически эффективная часть гидроэнергетических ресурсов** 151

Понятие об экономически эффективной части гидроэнергоресурсов и методика ее определения 151
Определение величины экономически эффективной части гидроэнергетических ресурсов 153

Глава шестая. **Энергетические ресурсы морского прилива** 159

Режимные особенности приливной энергии и их энергетическое значение 159
Возможности эффективного использования энергии приливов 164
Методика определения потенциала энергетических ресурсов прилива . . . 166
Состояние проблемы в СССР. Изученность побережий и география приливов 171
Возможности использования приливной энергии в перспективе 173
Сравнение приливных энергоресурсов СССР с мировыми 177
Литература 179

Глава седьмая. **Гидроэнергетические ресурсы земного шара и доля в них гидроэнергетических ресурсов СССР** 181

Литература 190

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Глава восьмая. **Экономические характеристики гидроэнергетики** 193

Вводные замечания 193
Основные технико-экономические характеристики гидроэнергетики 194
Функции гидроэлектростанций в энергетических системах 208
Влияние гидроэлектростанций на географическое размещение производства и экономическую специализацию района. Гидроэнергетика как элемент энергетической характеристики района 223
Экономическая эффективность гидроэнергетики. Срок окупаемости как показатель эффективности капиталовложений 229
Литература 241

Глава девятая. **Общая характеристика водохозяйственного комплекса и его основных компонентов** 243

Многоотраслевой характер водохозяйственных мероприятий 243
Основные характеристики водопотребления и водопользования 251
Водообеспечение населения и промышленности 255
Водные мелиорации 260
Водный транспорт 269
Рыбное хозяйство 276
Наводнения и борьба с ними 281
Водохозяйственные балансы 285
Литература 290

Глава десятая. **Водохранилища и их народнохозяйственное значение** 291

Водохранилища — основа рационального использования водных ресурсов 291
Управление работой водохранилищ 298
Изменения, вносимые водохранилищами в природу и хозяйство районов 303
Подготовка водохранилищ 309
Общие данные о водохранилищах гидроэлектростанций СССР 312
Литература 318

Глава одиннадцатая. **Использование гидроэнергетических ресурсов** 320

Этапы развития использования гидроэнергетических ресурсов 320
Основные направления использования гидроэнергетических ресурсов . . . 326
Использование гидроэнергетических ресурсов по основным зонам 339

Литература 377

Глава двенадцатая. **Показатели гидроэлектростанций** 378

Пояснения к таблицам 378
Таблицы с показателями и карты-схемы размещения гидроэлектростанций 383
I. Северо-Западный район 385
II. Центральный район 397
III. Волго-Вятский район 401
IV. Центрально-Черноземный район 403
V. Поволжский район 405
VI. Северо-Кавказский район 410
VII. Уральский район 422
VIII. Западно-Сибирский район 428
IX. Восточно-Сибирский район 435
X. Дальневосточный район 446
XI. Донецко-Приднепровский район 462
XII. Юго-Западный район 464
XIII. Южный район 467
XIV. Прибалтийский район 469
XV. Закавказский район 476
XVI. Среднеазиатский район 498
XVII. Казахстанский район 528
XVIII. Белорусский район 538
Молдавская ССР 540
Таблицы времени ввода машин и роста мощности на гидроэлектростанциях СССР 543
Сводные таблицы распределения гидроэлектростанций по степени изученности, мощности и напору 567

Приложения:

1. Алфавитный указатель водотоков **578**
2. Алфавитный указатель гидроэлектростанций **583**
3. Карта размещения гидроэлектростанций СССР 596

Гидроэнергоресурсы СССР

Редакторы
К. Б. Радзиховский, Ю. В. Александровский

Художник *Е. В. Крылов*
Технический редактор *А. П. Ефимова*

Сдано в набор 16/VI 1966 г. Т-05826. Подп. к печ. 18/IV 1967 г.
Формат 70×108¹/₁₆. Бумага № 1. Вишера. Усл. печ. л. 52,5+13 вкл.
Уч.-изд. л. 55,2. Тираж 5300 экз. Заказ 1086

Цена 4 руб.

Издательство «Наука».
Москва, К-62, Подсосенский пер., 21

2-я типография издательства «Наука».
Москва, Г-99, Шубинский пер., 10.

ОПЕЧАТКИ

Стр.	Строка	Напечатано	Следует читать
19	Подп. к рис. I.2	(*мм*)	(*см*)
64	Табл. II.2 3 кол.	14	314
103	10 и 27 св. 10 сн.	Приложение III.1	Таблица III.1
116	Прилож. III.1 (окончание)		
	1 сн.	В графе 9	В графе 7
	4 сн.	В графе 8	В графе 6
122	3 сн.	$Q_{2\text{гар}}$	$Q_{\text{гар}}$
152	Табл. V.1 1 гр. 9 св.	2200	3200
184	23 сн.	$Q = 95\%$	$Q_{95\%}$
		$Q = 50\%$	$Q_{50\%}$
221	Табл. VIII.9 (продолжән.)	268	286
250	вклейка	Карта IX.1	Карта IX.1 помещена в конце книги
414	Продолж. табл. Б 1 кол. спр. 1 св.	С. и. 1960 г.*	С. и. 1960 г.*4
438	Головка табл. Б 4 кол. спр., 1 св.	на 2 *квт. ч*,	на 1 *квт. ч*,