Александр Петкевич

ГИДРО-ЭНЕРГЕТИКА

Под редакцией В. И. ОБРЕЗКОВА

2-е издание, переработанное и дополненное

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Гидроэлектроэнергетика»

МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1988

ББК 31.5
Г 46
УДК [627.8+621.311.21](075.8)

Рецензент доктор техн. наук, проф. Т. А. Филиппова

Авторы: А. Ю. Александровский, М. И. Кнеллер, Д. Н. Коробова, Н. К. Малинин, В. И. Обрезков, А. Ш. Резниковский, Б. И. Силаев, М. Г. Тягунов, И. И. Файн

Г 46 **Гидроэнергетика:** Учебник для вузов/ А. Ю. Александровский, М. И. Кнеллер, Д. Н. Коробова и др.; Под ред. В. И. Обрезкова.—2-е изд., перераб. и доп.—М.: Энергоатомиздат, 1988.—512 с.: ил.

ISBN 5-283-01957-8

Описываются современное состояние и перспективы развития энергетики, современный режим электропотребления и роль гидроэнергетики в этих условиях; излагаются вопросы управления и эксплуатации ГЭС. Первое издание вышло в 1981 г. Второе издание дополнено изложением задач проектирования и управления на основе математического программирования.

Рассчитан на студентов вузов, обучающихся по специальности «Гидроэлектроэнергетика».

Г $\frac{2305010000-398}{051(01)-88}$ 246-88 ББК 31.5

Учебник

АЛЕКСАНДРОВСКИЙ АЛЕКСЕЙ ЮРЬЕВИЧ, КНЕЛЛЕР МИХАИЛ ИЛЬИЧ, КОРОБОВА ДИНА НИКОЛАЕВНА, МАЛИНИН НИКОЛАЙ КОНСТАНТИНОВИЧ, ОБРЕЗКОВ ВАЛЕНТИН ИВАНОВИЧ, РЕЗНИКОВСКИЙ АРКАДИЙ ШМЕРОВИЧ, СИЛАЕВ БОРИС ИВАНОВИЧ, ТЯГУНОВ МИХАИЛ ГЕОРГИЕВИЧ, ФАЙН ИЛЬЯ ИОСИФОВИЧ

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Редактор А. Г. Кудинов
Редакторы издательства А. Д. Шмелькина, Э. Н. Полякова
Художественные редакторы Б. Н. Тумин, Ю. В. Созанская
Технический редактор В. В. Хапаева
Корректор Г. А. Полонская
ИБ № 2370

Сдано в набор 12.04.88. Подписано в печать 12.07.88. Т-15789
Формат 60×90¹/₁₆ Бумага типографская № 2 Гарнитура литературная
Печать высокая Усл. печ. л. 32,0 Усл. кр.-отт. 32,0 Уч.-изд. л. 37,86
Тираж 5000 экз. Заказ 6410 Цена 1 р. 60 к.

Энергоатомиздат. 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова» Союзполиграфпрома при Госкомиздате СССР. 113054, Москва, Валовая, 28.

ISBN 5-283-01957-8

© Энергоатомиздат, 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

Количество производимой электроэнергии является одним из главных показателей экономического уровня страны и отражает общее состояние производительных сил и экономики в целом.

Развитие энергетики в СССР характеризуется высокими темпами и опережает рост валовой продукции промышленности. При этом, когда возможности экстенсивного развития энергетики становятся ограниченными, в качестве основной движущей силы, как это предусмотрено в принятых на XXVII съезде КПСС «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 гг. и на период до 2000 года», становится интенсивный путь развития на основе ускорения научно-технического прогресса.

При усложнившихся в последние годы режимных условиях энергетических систем и их объединений, ограниченных возможностях и трудностях привлечения к регулированию ТЭС и особенно АЭС, необходима интенсификация функций ГЭС и ГАЭС в нормальных и аварийных условиях, а также при выполнении ими стратегических задач в периоды обострения напряженности топливно-энергетического баланса. Специалисты-энергетики, выпускаемые вузами, должны полностью ориентироваться в таких ситуациях. Определенное место в решении этой проблемы принадлежит высшей школе и, в частности, кафедре гидроэнергетики МЭИ, готовящей специалистов-гидроэлектроэнергетиков.

Требования к такого рода специалисту в условиях концепции ускорения социально-экономического развития страны, принятой на XXVII съезде КПСС, значительно усложнились. Современный специалист-гидроэлектроэнергетик должен быть вооружен самыми современными знаниями в области обеспечения наибольшей эффективности функционирования ГЭС и ГАЭС в специфичных условиях современного и перспективного топливно-энергетического баланса страны и режимных особенностей крупнейшей в мире Единой электроэнергетической системы СССР.

Подготовка такого специалиста должна проводиться по широкому профилю и вместе с тем обеспечивать определенную дифференциацию обучения применительно к предполагаемой конкретной области будущей работы.

Эти, в некотором смысле противоречивые, требования в современных условиях можно, видимо, выполнить в том случае, если в вузе будут обеспечены высокая фундаментальная подготовка не только по физико-математическому циклу, но и по профилирующим дисциплинам (теоретические основы их более или менее постоянны), индивидуализация обучения с широким использованием самостоятельной работы студентов. Привитие на-

выков самостоятельной работы позволит обеспечить столь необходимую в современных условиях системность непрерывного образования, являющуюся необходимым атрибутом активного участия специалиста в дальнейшем развитии научно-технического прогресса.

Укрепление фундамента инженерного образования в условиях научно-технического прогресса в настоящее время немыслимо без более глубокой, чем это было в недалеком прошлом, математизации теоретических основ с последующим использованием компьютерной техники.

Второе издание учебника содержит четыре взаимосвязанные части: состояние и перспективы развития энергетики, физико-математические основы оптимального использования гидроэнергии в народном хозяйстве, управление, эксплуатация и основы проектирования гидроэнергетических объектов. Настоящее издание учебника по своему содержанию и методике изложения отличается от первого издания тем, что в нем более широко представлена роль гидроэнергетики в современной и перспективной энергетике, ее экологические аспекты. По новому более глубоко и системно, более выдержанно представлены теоретические основы гидроэнергетики и управления режимами ГЭС. В последнюю часть, где рассматриваются проектные аспекты гидроэнергетического строительства, введен новый раздел, ранее не освещавшийся, — основы автоматизации проектирования.

В написании учебника, выпускаемого под общей редакцией доктора техн. наук, проф. В. И. Обрезкова, принимали участие коллектив ведущих преподавателей кафедры гидроэнергетики МЭИ, а также специалисты Гидропроекта им. С. Я. Жука, Института водных проблем АН СССР и некоторых других организаций. Главы 3 и 20 написаны канд. техн. наук, доц. А. Ю. Александровским; гл. 25 — инж. М. И. Кнеллером; гл. 23 — канд. техн. наук Д. Н. Коробовой (§ 23.5 совместно с Б. И. Силаевым); § 15.3 и 15.4 — канд. техн. наук В. А. Леонидовым; гл. 7—14 — канд. техн. наук, доц. Н. К. Малининым; предисловие и гл. 1, 2, 4 и 5 — доктором техн. наук, проф. В. И. Обрезковым; § 3.4 и 3.5 — доктором техн. наук, проф. А. Ш. Резниковским; гл. 24 — канд. техн. наук, доц. Б. И. Силаевым; § 6.1—6.3, 6.5, 15.1, 15.2, гл. 16—18, а также § 6.6 (совместно с М. И. Кнеллером) и § 6.4 (совместно с Л. В. Шенгелия) — канд. техн. наук М. Г. Тягуновым; гл. 19, 21, 22 — канд. техн. наук И. И. Файном.

Авторы выражают благодарность рецензенту доктору техн. наук, проф. Т. А. Филипповой и редактору, канд. техн. наук А. Г. Кудинову за ценные замечания, сделанные по рукописи учебника.

Авторы с признательностью примут критические замечания и пожелания читателей, которые можно направлять в Энергоатомиздат по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Авторы

Часть 1

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ГЛАВА 1

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Чтобы получить энергию, необходимо затратить некоторое количество энергетических ресурсов. *Под энергетическими ресурсами понимают все природные источники энергии, которые можно превращать в используемую энергию различных видов.*

Существует много форм энергии, которые использует человек, обеспечивая свою жизнедеятельность. При этом существует возможность различного преобразования одних форм энергии в другие.

Совокупность всех видов преобразования энергии от источников получения природных энергетических ресурсов до приемников энергии включительно будем называть энергетикой. Иначе говоря, *энергетика в широком смысле есть совокупность естественных и искусственных систем, предназначенных для получения, преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов.*

Различают энергетические ресурсы: невозобновляемые, т. е. такие, запасы которых не имеют источников пополнения и постепенно уменьшаются с их потреблением (каменный и бурый угли, нефть, природный газ, горючие сланцы, торф, современное ядерное топливо и т. д.); возобновляемые, т. е. такие, запасы которых постоянно воспроизводятся (гидроэнергия, энергия солнца, ветра, геотермальная энергия и т. д.).

Различают также топливные энергоресурсы и нетопливные, природные (естественные) и побочные (вторичные или искусственные). С течением времени круг используемых энергоресурсов расширяется.

Ниже приводится состав существующих энергетических ресурсов и прогнозная количественная оценка их потенциальных запасов, 10^{12} кВт·ч:

Невозобновляемые источники энергии	602 364
В том числе:	
энергия горючих ископаемых	55 364
атомная энергия (уран, торий)	547 000
Возобновляемые источники энергии	1 382 854
В том числе:	
энергия солнца	665 000
энергия океанов	350 218
Из них:	

градиент солености	350 000
биомасса	88
течения	70
приливы	26
волны	22
градиент температур	12
энергия ветра	17 360
геотермальная энергия (глубина до 3 км)	25
гидроэнергия	33

Практическая ценность энергетических ресурсов определяется тремя критериями: концентрацией энергии в единице массы вещества (энергоемкостью), стоимостью добычи и транспортировки и влиянием технологии использования ресурсов на окружающую среду.

В настоящее время наибольшей концентрацией энергии обладает ядерное и термоядерное топливо. Концентрация энергии в органическом топливе (нефть, газ и уголь) примерно в 3 млн. раз меньше, чем в ядерном, и поэтому транспортировка органического топлива имеет большое значение для эффективности использования.

Возобновляемые энергоресурсы (исключая гидроэнергетические) обладают низкой концентрацией энергии и не нуждаются в транспортировке к месту потребления. Вместе с тем преобразование энергии большинства возобновляемых источников требует значительных затрат материальных ресурсов, а значит, больших удельных затрат денежных средств (руб/кВт) на каждую установку.

Что касается стоимости добычи энергоресурсов, то этот критерий относится исключительно к невозобновляемым энергоресурсам. По мере исчерпания наиболее доступных, а следовательно, и наиболее дешевых ископаемых энергоресурсов стоимость их добычи и цена увеличиваются.

В экологическом отношении наибольшей чистотой обладают возобновляемые ресурсы. При их использовании отсутствуют какие-либо вредные выбросы в окружающую природную среду, хотя и имеются некоторые другие виды воздействия.

Из всех видов потребляемой в современном мире энергии наибольшее распространение имеет электроэнергия.

В самом деле, электроэнергия легко превращается в любых количествах во многие другие, широко используемые формы энергии. Без больших потерь она практически мгновенно может быть передана на любое расстояние. Производство электроэнергии можно легко концентрировать на электростанциях любой мощности. Вместе с тем при распределении электроэнергию можно дробить на произвольные порции от мегаватт в производстве алюминия до микроватт в элементах ЭВМ. Это позволяет осуществлять питание любых по мощности потребителей, в том числе рассредоточенных на больших расстояниях. Наконец,

6—19

электроэнергия обладает высокой экологической чистотой. В процессе ее использования не происходит никаких вредных газовых и материальных выбросов в природную среду.

Благодаря этому в наши дни электроэнергия становится энергоносителем, наиболее соответствующим требованиям социально-экономического прогресса, и задача бесперебойного снабжения ею потребителей становится важнейшей задачей энергопроизводства. В настоящее время ни одна отрасль хозяйствования не обходится без электроэнергии. Это во многом объясняет то обстоятельство, что сегодня в промышленно развитых странах мира наблюдается устойчивая тенденция увеличения расхода первичных энергоресурсов на производство электроэнергии. Так, удельный вес электроэнергии в этих странах в общем объеме потребления энергии возрос с 4 % в 1930 г. до 29 % в 1985 г. Признается, что эта тенденция сохранится и в будущем. При этом потребность в электроэнергии будет расти опережающими темпами по сравнению с темпом прироста энергии вообще.

Вместе с тем процесс производства электроэнергии коренным образом отличается от любого другого производственного процесса. Это отличие состоит в том, что в электроэнергетике цикл производства, распределения и потребления электроэнергии осуществляется одновременно. Поэтому никакое изменение выработки электроэнергии не может быть совершено без соответствующего изменения спроса на нее со стороны потребителей, что исключает возможность непосредственного складирования ее без предварительного потребления. Отсюда при планировании энергопроизводства наряду с объемом продукции (производство электроэнергии) необходимо учитывать и режим потребления электроэнергии во времени.

Отсутствует возможность выбраковывать продукцию, т. е. возникающий брак электроэнергии по параметрам, отличающимся от нормы, неизбежно используется потребителями, что, в свою очередь, влечет за собой в наших условиях невыполнение ими государственного плана и значительный ущерб для народного хозяйства в целом. Электроэнергия позволяет отделить место ее производства от места потребления.

Таковы основные качественные характеристики электроэнергии, особенности ее производства, что, в свою очередь, определяет и ряд особенностей в области организации, управления и планирования энергоснабжения. Основными из них являются:

1. Организация системы энергоснабжения должна обеспечить выработку электроэнергии не только во времени и в количестве, необходимом потребителю, но и на покрытие планового и непланового наброса (максимума) нагрузки в любой момент времени. Для этого создаются необходимые резервы мощности в каждой электроэнергетической системе (ЭЭС).

2. Необходимость обеспечения надежности энергоснабжения предопределяет надежную работу всех элементов ЭЭС и, следовательно, должную организацию ремонтов и испытаний энерго-

Таблица 1.1 Развитие электроэнергетики мира, СССР и США

Годы	Производство электроэнергии				Темпы роста, %	
	млрд. кВт·ч			% (СССР к США)		
	Мир в целом	СССР	США		СССР	США
1940	553	48,6	188	26,1	100	100
1950	988	91	408	22,3	185	217
1960	2353	292	885	33,2	596	470
1970	5050	741	1732	42,8	1512	921
1980	8315	1294	2475	52,3	2640	1316
1985	9643	1544	2650	58,3	3151	1410

оборудования, а также проведения всех необходимых противоаварийных мероприятий.

3. Высокий уровень эксплуатационного обслуживания оборудования, обеспечивающий диагностику его состояния, а также регулирование и контроль параметров процесса.

4. Режим работы каждой электростанции, работающей в одной энергосистеме, должен быть подчинен ее техническим и экономическим требованиям.

Представление о темпах развития электроэнергетики всего мира, США и СССР в военные и послевоенные годы дает табл. 1.1.

Отечественная электроэнергетика на современном этапе своего развития отражает как технические тенденции мировой электроэнергетики, так и специфические особенности страны, вытекающие из характера структуры собственных энергоресурсов. Советский Союз является страной, которая не только полностью обеспечивает свою потребность в ископаемом топливе и гидроэнергоресурсах, но и экспортирует нефть, газ и уголь в другие страны.

Особенности производства и распределения электроэнергии, объективные условия экономического роста и энергоэкономические характеристики каждого региона страны определенным образом формируют для них основные направления развития электроэнергетики. Так, в европейской части страны, где уже сформировалась структура народного хозяйства и ощущается недостаток экономических ресурсов органического топлива, электрификация призвана решать задачи сбережения ресурсов живого и овеществленного труда, коренного повышения эффективности сложившейся производственной базы.

В малонаселенных районах Сибири и Дальнего Востока, располагающих уникальными по запасам и экономичности гидроэнергоресурсами и ресурсами бурого угля, электрификация является важнейшим фактором, формирующим мощный промышленный потенциал, например Братско-Усть-Илимский территориальный промышленный комплекс, включающий Братский алюминиевый завод, Братский лесопромышленный комплекс, Усть-Илимский целлюлозный комбинат и др. При этом в крупнейшем регионе следует эффективно обеспечить более высокий, чем по стране, уровень электровооруженности труда в основных отраслях народного хозяйства с тем, чтобы реализовать здесь максимальное снижение трудоемкости производства.

Во всех районах страны широкое использование электроэнергии будет осуществляться для решения Продовольственной программы СССР. Дальнейшая механизация сельскохозяйственного производства, повышение продуктивности сельского хозяйства в процессе ее движения к потребителю невозможны без широкого использования электроэнергии.

1.2. ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Когда-то первобытному человеку для того, чтобы существовать, хватало своей мускульной силы (примерно 0,1 л. с.) и ежедневной затраты энергии не более 2—3 ккал (8300—12 500 Дж). Ныне в среднем человек, расходуя примерно 3 т условного топлива в год, потребляет $88 \cdot 10^6$ Дж, т. е. $240 \cdot 10^3$ Дж в сутки, что в 20 раз больше, чем первобытный человек. Это в среднем по планете, а по отдельным странам этот показатель сильно колеблется. Так, если в США потребляемая человеком в сутки энергия превышает аналогичный уровень первобытного человека в 80 раз, то в Нигерии всего в 3 раза, т. е. в 27 раз меньше, чем в США. Ожидается, что к концу текущего столетия средний уровень потребления энергии человеком будет превосходить уровень первобытного человека примерно в 100 раз.

Такой бурный рост потребления энергии можно объяснить, если принять во внимание, что в связи с постепенным исчерпанием ряда легкодоступных, а следовательно, и наиболее дешевых запасов различных видов полезных ископаемых удельное энергопотребление производства единицы продукции из них непрерывно возрастает. Такая же картина наблюдается и при решении продовольственной проблемы, в которой при сохранении сегодняшнего уровня питания, присущего высокоразвитым странам, освоение каждого нового гектара из оставшихся менее плодородных земельных ресурсов для удовлетворения нужд растущего населения требует затрат все большего количества энергии. Это положение остается в силе и для повышения урожайности освоенных земель, что во многом объясняет то обстоятельство, что в наши дни в сельском хозяйстве занято все меньше населения, а продукции производится все больше. Развитие широкой механизации всех сельскохозяйственных работ на основе роста энергопотребления — картина, присущая ныне всем странам без исключения.

Не менее острая проблема возникает в связи с обеспечением промышленности, сельского хозяйства и населения пресной водой нужного объема, качества и в требуемое время. Дело в том, что уже сейчас имеются на Западе крупные регионы, испытывающие острый недостаток пресной воды. По мере возрастания ее дефицита потребуется все больше энергии для того, чтобы непрерывно перераспределять естественный сток во времени и в пространстве и использовать его для нужд общества, а также для осуществления мероприятий по поддержанию необходимого качества воды.

Возможно, что в перспективе возникнет необходимость широкого развития опреснения морской воды и доставки ее к месту потребления, на что также потребуется увеличение энергопотребления.

Наконец, нельзя не отметить необходимость увеличения энергопотребления, связанного с решением общей проблемы охраны природной среды.

Общее представление о развитии энергопотребления в мире до 2000 г. дает рис. 1.1.

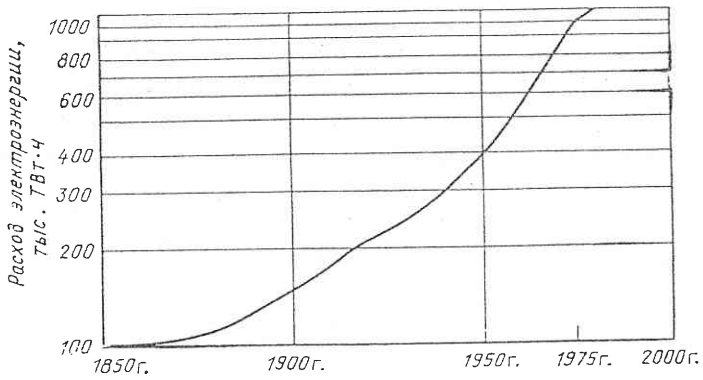


Рис. 1.1. Диаграмма мирового потребления электроэнергии

Процессы изменения экономики и энергетики в мире и отдельных странах, связанные с повышением эффективности энергоиспользования и ускорения темпов экономического роста, четко отражаются в таком показателе, как энергоемкость валового общественного продукта. Совершенно ясно, что чем меньше затраты энергии на выпускаемую промышленностью и сельским хозяйством продукцию, тем выше прогресс общества в целом. Статистические данные, отражающие рост энергопотребления (в пересчете на условное топливо) по годам и связь его с численностью населения, представлен на рис. 1.2, из которго видно, что средние годовые темпы роста потребления энергетических ресурсов и особенно производства электроэнергии значительно опережают темпы роста численности населения. Так, численность населения с 1950 по 1985 г. возросла в 1,9 раза, а потребление энергетических ресурсов более чем в 4,3 раза. Также быстро растет и удельное производство и потребление электроэнергии. Если в 1950 г. при численности населения 2,5 млрд. чел. оно составляло 0,385 тыс. кВт·ч/чел., то в 1985 г. при населении 4,9 млрд. чел. оно уже стало равным 1,9 тыс. кВт·ч/чел. Предполагается, что к 2000 г. удельное производство электроэнергии достигнет 4500—5000 кВт·ч/чел.

Соответствующие показатели по СССР представлены в табл. 1.2.

Итак, потребление энергетических ресурсов как в любой отдельно взятой стране, так и в мире в целом будет непрерывно возрастать. Одновременно должна изменяться и структура потребления энергоресурсов. Первопричиной этому послужил известный энергетический кризис 1973—1974 гг., когда в течение нескольких лет цены на нефть неоднократно значительно повышались.

Необходимость осуществления сбережения энергетических ресурсов и прежде всего нефти и газа (см. § 1.4), а также возрастающие экологические проблемы тепловой энергетики при-

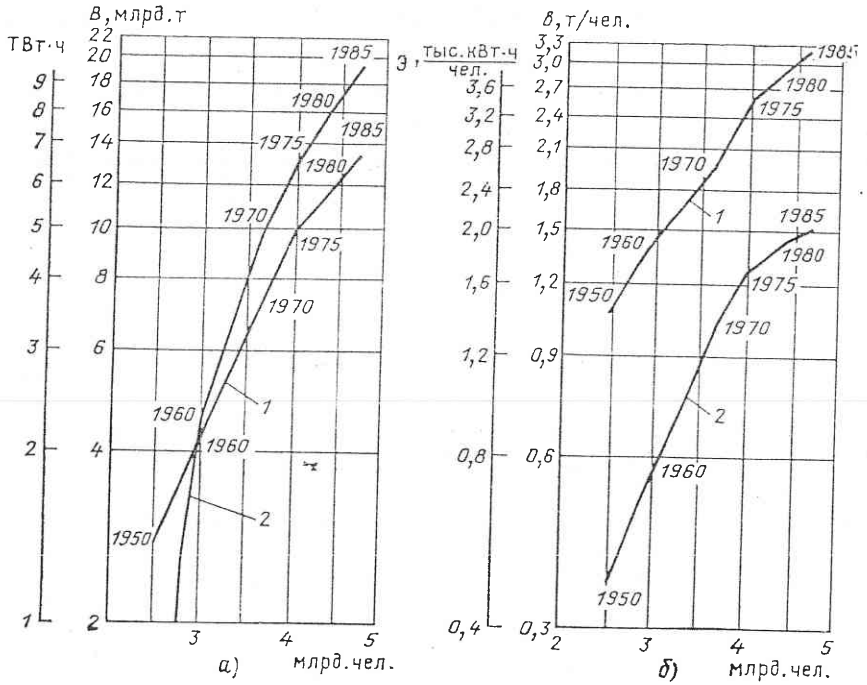


Рис. 1.2. Потребление энергетических ресурсов B и производство электроэнергии $Э$ в зависимости от численности населения:

а — абсолютные значения; *б* — удельные значения; *1* — потребление энергетических ресурсов (в пересчете на условное топливо); *2* — производство электроэнергии

Таблица 1.2. Рост расхода энергетических ресурсов, производства электроэнергии и валового общественного продукта в СССР (по сравнению с 1940 г.)

Показатели	1940 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Расход энергетических ресурсов, млн. т условного топлива	249,7	897,8	1117,3	1412,2	1676,7	—
Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	48,6	507	741	1039	1294	1544
Расход энергетических ресурсов на одного жителя, т условного топлива	1,29	3,94	4,62	5,58	6,29	—
Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/чел	249	2170	3000	4000	4800	5564
Рост валового общественного продукта	1	5,7	8,1	11	13,6	16,1
Рост производства электроэнергии	1	10,35	15,12	21,2	26,42	31,35
Рост расхода энергетических ресурсов	1	3,6	4,47	5,66	6,71	—

водят к необходимости дальнейшего изменения структуры энергопотребления. Это сложный, дорогостоящий, болезненный процесс, который отражается на всех отраслях хозяйства и на самом образе жизни людей.

Над прогнозом будущего потребления энергоресурсов, равно как и над его структурой, в последние годы работали много организаций и отдельных исследователей многих стран мира. В основу прогнозов был положен ретроспективный анализ тенденции потребления электроэнергии за достаточно длительный предшествующий период времени. Однако вследствие различных исходных предпосылок, в частности цены на нефть, возможности открытия новых месторождений топлива и т. д., получаемые результаты прогнозирования различались (иногда существенно) между собой.

На рис. 1.3 представлен прогноз потребления энергоресурсов, предложенный XII Мировым энергетическим конгрессом (МИРЕК-XII), и его структура на период 1965—2000 гг. Согласно этому прогнозу суммарное энергопотребление к 2000 г. в энергетическом (тепловом) эквиваленте составит около 140 ПВт·ч в год, что соответствует $17 \cdot 10^9$ т против $10 \cdot 10^9$ т в 1970 г. в пересчете на условное топливо.

Увеличение мирового производства энергии будет происходить при понижении удельного веса органического топлива в его структуре с 92 % в 1980 г. до 78 % в 2000 г. Вместе с тем в абсолютном значении использование органического топлива за этот же период возрастает с 11,5 млрд. т у. т. до 13,5 млрд. т у. т., т. е. приблизительно на 20 %.

Прогнозисты и исследователи полагают, что важнейшим видом энергоресурсов следует считать энергосбережение, которое

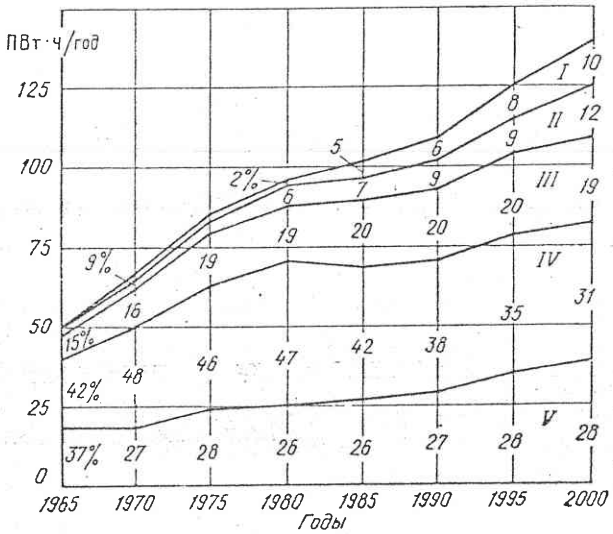


Рис. 1.3. Структура потребления энергетических ресурсов в мире в 1965—2000 гг.:

I — ядерная энергия; *II* — гидроэнергия и прочие возобновляемые ресурсы; *III* — природный газ; *IV* — нефть; *V* — уголь

по оценочным прикидкам позволит снизить масштабы потребления энергии в мире к 2000 г. не менее чем на 20—25 % (по сравнению с масштабами; которые потребовались бы при сохранении современного уровня энергоемкости). Эксперты подчеркивают, что реализация энергосбережения должна идти не по пути экономии энергии самой по себе, а по пути рационализации ее использования. Отмечается в связи с этим, что при такой трактовке энергосбережения необходимо оперировать не экономией в условном исчислении, а конкретными энергоносителями. Так, при замещении нефти углем общие затраты первичной энергии могут возрасти, однако экономический эффект может оказаться значительным.

Внедрение топливосберегающих технологий влечет за собой снижение расхода качественных видов топлива во многих энергоемких отраслях промышленности.

Вместе с тем наравне с экономией первичной энергии в процессе ее трансформации в электрическую и тепловую немаловажной задачей остается минимизация конечного энергопотребления, т. е. экономия энергии в промышленности, на транспорте и в бытовом секторе. В этом случае экономия энергии становится одним из важнейших социально-экономических факторов, определяющих стратегию экономического развития страны.

В СССР необходимость активного проведения энергосберегающей политики в экономике страны наиболее остро проявилась в последние 8—10 лет. На это имеется ряд причин, среди которых выделяются главнейшие.

Известно, что с начала 60-х годов в СССР отмечалось изобилие дешевых энергоресурсов (прежде всего, нефти и газа), что объективно способствовало заметному ослаблению тенденций энергосбережения в экономике страны. Энергетическая составляющая себестоимости почти всех видов продукции сократилась до 5—7 %, что также значительно уменьшило стимулы к экономии энергоресурсов в хозрасчетной деятельности предприятий. Снижало, далее, заинтересованность в энергосбережении при эксплуатации снятие жесткого лимитирования в расходовании энергоресурсов. Немаловажным обстоятельством явилось также и то, что энергосберегающие мероприятия стали во многих случаях считаться экономически неэффективным при проектировании нового оборудования и предприятий во многих отраслях народного хозяйства.

Все это, как и ряд других явлений, привело к ослаблению внимания к необходимости энергосбережения. В результате достигнутое в 50-е годы сокращение на 25 % энергоемкости национального дохода и продолжавшееся ее существенное снижение в 60-е годы (17 %) привело к заметному снижению этого сокращения в 70-е годы (5—7 %), причем 2—3 % только в последнее пятилетие. В результате общая среднегодовая экономия энергоресурсов, достигшая в восьмой пятилетке 147 млн. т, сократилась в девятой пятилетке до 80 млн. т в пересчете на условное топливо.

Торможению энергосберегающих тенденций способствовало также замедление к 70-м годам процесса обновления основных фондов энергетики, особенно энергетического хозяйства потребителей. В результате основное энергетическое оборудование стало быстро морально стареть, а в ряде случаев и выходить за предел своего физического износа.

Сказалось также некоторое снижение темпов внедрения достижений научно-технического прогресса в электроэнергетику, в том числе в теплоэнергетику, выразившееся в недостаточном росте единичной мощности паротурбинных блоков. Наблюдался недостаточный рост мощности атомных электростанций (АЭС), а с середины 70-х годов стали проявляться негативные тенденции и в сфере производства энергетических ресурсов. Так, глубина всех видов газовых и нефтяных скважин увеличилась за последнее десятилетие более чем на 20 %, что привело не только к сокращению среднего дебита действующих нефтяных скважин, но и к увеличению удельных капиталовложений в добычу нефти и газа.

Названные недостатки в развитии энергетики были отмечены на ноябрьском (1979 г.) Пленуме ЦК КПСС. Их глубокий анализ нашел отражение в материалах XXVI съезда КПСС. Разработанная на основе решений этого съезда и последующих пленумов ЦК КПСС. Энергетическая программа СССР предусматривает прежде всего проведение активной энергосберегающей политики на базе ускорения научно-технического прогресса во всех звеньях народного хозяйства и в быту. Необходимость этой политики с особой силой подчеркнута в решениях XXVII съезда КПСС.

В Энергетической программе отмечается, что экономия энергетических ресурсов должна быть обеспечена за счет проведения мероприятий по следующим направлениям:

переход на энергосберегающие технологии производства, повышение уровня организации производства; сокращение материалоемкости выпускаемой продукции;

совершенствование структуры энергетического оборудования, демонтаж и реконструкция устаревшего оборудования, внедрение в производство энергосберегающих машин, механизмов и транспортных средств;

сокращение потерь и повышение процента использования вторичных топливно-энергетических ресурсов;

дальнейшая централизация энергоснабжения, применение комбинированных энерготехнологических процессов.

Энергетическая программа предусматривает также существенную перестройку энергетического баланса страны: опережающее развитие атомных электростанций, расширение в связи с этим (получение необходимых маневренных мощностей) строительства гидроэлектростанций (ГЭС) и ГАЭС, считающихся одним из наиболее эффективных средств покрытия пиковых нагрузок в энергосистемах. Отдельным направлением изменения структуры топливно-энергетического баланса страны является ускоренное развитие угольной промышленности за счет, прежде всего, увеличения добычи угля наиболее дешевым открытым способом.

1.3. ОГРАНИЧЕННОСТЬ ЗАПАСОВ ИЗВЛЕКАЕМОГО ТОПЛИВА

Потребление энергии за время развития человечества происходило крайне неравномерно. Так, если за весь период цивилизации человечество потребило энергии всех видов примерно 1000 ПВт (тепл.)·ч, то 2/3 этого количества приходится на последние 30—35 лет наиболее бурного развития научно-технического прогресса (рис. 1.1), при этом в Европе и Северной Америке энергии израсходовано в 10—12 раз больше, чем в Азии и Африке.

Потребление энергии в мире в настоящее время при научно-техническом прогрессе растет непрерывно и высокими темпами. Каждым жителем Земли в 1970 г. потреблено 1,9, а в 1980 г. 2,9 т в пересчете на условное топливо, что в энергетическом (тепловом) эквиваленте составляет соответственно $15{,}4 \cdot 10^3$ и $23{,}5 \cdot 10^3$ кВт(тепл.)·ч. Общее энергопотребление за период 1950—1980 гг. возросло в 4,3 раза, т. е. с 2,9 до 12,5 млрд. т условного топлива. Отметим в связи с этим, что в СССР энергопотребление возрастает более чем в 1,5 раза быстрее, чем в мире в целом.

Вместе с тем, как указывалось в § 1.2, темпы роста энергопотребления всегда опережали темпы роста численности населения. Так, подсчитано, что с 1860 по 1960 г. население планеты возросло в 2,5 раза, а потребление топлива — в 4 раза. Или другой пример: за 15 лет, с 1960 по 1975 г., среднегодовой прирост энергопотребления составлял 4,3, %, а аналогичный прирост населения 2,1 %.

Эксперты ООН считают, что до конца нынешнего столетия средний рост численности населения будет происходить теми же темпами, как и в настоящее время (3 чел. в 1 с), и общая численность его к 2000 г. достигнет 6,1—6,2 млрд. чел. Прогнозируется далее, что к 2025 г. население Земли возрастет до 8,2 млрд. чел., а к 2050 г. — до 9,5 млрд. чел. и стабилизируется к концу века на уровне 10,5 млрд. чел.

Можно, далее, вполне обоснованно предположить, что к этому времени удельное энергопотребление, достигнув повсеместно современного уровня максимальной комфортности, свойственного развитым странам, также стабилизируется. В этой картине не будет являться исключением и СССР. Укажем только, что ученые прогнозируют, что к концу XXI столетия население СССР достигнет примерно 400 млн. чел.

При существующем уровне науки и техники потребность в электроэнергии может быть покрыта лишь за счет использования органического топлива (уголь, нефть, газ), гидроэнергии и атомной энергии на основе тепловых нейтронов. В настоящее время только эти виды первичной энергии обеспечивают растущую потребность в электроэнергии, обеспечивающей развитие всех отраслей народного хозяйства. Широкая эксплуатация только этих источников энергии в настоящее время оправдывается экономически. При этом основным источником энергии является органическое топливо, доля которого в общем энергетическом балансе мира составляет более 90 %

Доказуемые мировые запасы органического топлива по оценке МИРЭК-Х (1979 г.) в энергетическом (тепловом) эквиваленте составляют $7 \cdot 10^{15}$ кВт(тепл.)·ч. Вместе с тем размещены они чрезвычайно неравномерно по частям света и странам, что усиливает региональную взаимозависимость. Нынешнее годовое энергопотребление, равное $100 \cdot 10^{12}$ кВТ(тепл.)·ч, возрастет к 2000 г. до $140 \cdot 10^{12}$ кВт(тепл.)·ч, а к 2010 г. до $160 \cdot 10^{12}$ кВт(тепл.)·ч.

Сравнивая развитие энергопотребности и запасы органического топлива, можно сделать вывод о том, что полное исчерпание последних наступит еще до стабилизации энергопотребления. В силу этого, как указывают эксперты МИРЭК-Х, органическое топливо к 2020 г. может удовлетворить запросы мировой энергетики лишь наполовину. Остальную половину энергопотребности можно удовлетворить только за счет других источников энергии, которые существуют в настоящее время или могут быть освоены до 2020 г.

Необходимо отметить также, что современная теплоэнергетика оказывает

значительное негативное влияние на окружающую среду, что влечет за собой необходимость ограничивать концентрацию мощности как в отдельной установке, так и по территории.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы мира составляют $33 \cdot 10^{12}$ кВт·ч, из которых экономические приблизительно $9 \cdot 10^{12}$ кВт·ч. Эти ресурсы хотя и значительны и отвечают основным требованиям современной энергетики, но все же ограничены как по общим размерам, так и по отдельным регионам. Даже при полном их использовании невозможно будет удовлетворить будущие потребности в энергии. Кроме того, в ряде случаев развитие гидроэнергетики встречает значительные затруднения, связанные в основном с изъятием ценных земель и влиянием на окружающую природу.

Однако наряду с этим гидроэлектростанции имеют ряд существенных преимуществ перед электростанциями других видов как в использовании ресурсов (возобновляемость), экономике производства электроэнергии (самая низкая себестоимость), так и в режимных качествах генерирующего оборудования (высокая маневренность). Поэтому те страны, которые обладают гидроэнергетическими ресурсами, стремятся их полнее использовать.

Реакторы современных АЭС на тепловых нейтронах в качестве топлива используют природный уран, который представляет собой смесь трех различных изотопов: ^{238}U (99,28 %), ^{235}U (0,714 %) и ^{234}U (0,006 %). Уран довольно широко распространен в литосфере. Считается, что в континентальной части земной коры в среднем на 1 т породы приходится 1 г урана, т. е. 10^{-4} % ее массы. Если бы удалось извлечь весь уран на глубине, например, до 500 м, то запасы его составили бы приблизительно 200 млрд. т. Количество колоссальное, и энергии, заключенной в нем, хватило бы человечеству, надо думать, на тысячелетия. Однако в настоящее время экономически оправдана добыча только небольшой доли урана, так как убыточно добывать руду с малым содержанием урана. Считается, что сейчас экономически эффективными для извлечения являются месторождения с содержанием урана не менее 0,1 %, т. е. месторождения, в руде которых его концентрация в 1000 раз больше средней концентрации в литосфере. Стоимость добычи урана в таких месторождениях, по американским данным, составляет в ценах конца 70-х годов 80 дол. за 1 кг металлического урана.

В современных ядерных энергетических реакторах на тепловых нейтронах в качестве топлива расходуется ^{235}U. При этом из 0,714 % ^{235}U, содержащегося в природном уране, полезно используется только 0,5 %, а оставшаяся часть (0,214 %) представляет собой неизвлекаемый остаток и пока идет лишь в отвалы. Однако если учесть, что в реакторах на тепловых нейтронах при известных условиях может образоваться изотоп ^{239}Pu, который легко делится и может участвовать в цепной реакции, и что в процессе этой реакции происходит непосредственное деление части ядер ^{238}U, то в целом это приводит к повышению полезно используемой части природного урана до 1,5 % (максимум).

С учетом этих факторов достаточно подтвержденные запасы урана по стоимости добычи, обеспечивающей конкурентоспособность современных АЭС (80 дол/кг), составляют по топливному эквиваленту $80 \cdot 10^9$ т условного топлива, или в энергетическом (тепловом) эквиваленте примерно $0{,}65 \times \times 10^{15}$ кВт(тепл.)·ч.

Сопоставляя эти данные с планируемыми темпами развития энергопотребления и ядерной энергетики, а также принимая во внимание принятую концепцию об экономической оправдываемости использования урана стоимостью не выше 80 дол/кг, придем к заключению, что достаточно подтвержденные запасы урана в недрах земли будут исчерпаны уже к концу этого столетия.

Можно, конечно, предполагать, что действительные запасы урана вследствие недостаточной их изученности на современном этапе, а также по причине того, что со временем повысится экономически целесообразная стоимость урана, возрастут. Однако это не изменит принципиальный вывод о том, что развитие ядерной энергетики с точки зрения запасов первичных ресурсов конечно.

Следует также принимать во внимание обстоятельства, связанные с экологией атомной энергетики. Известно, что при делении ядер 1 кг урана выделяется в $3 \cdot 10^6$ раза больше энергии, чем при сжигании 1 кг угля. Вследствие этого материальные отходы АЭС весьма незначительны. Практически отсутствуют также вредные выбросы в атмосферу. Тем не менее известные трудности использования ядерной энергетики все же имеются. К ним относятся, в частности, значительно большее (в 2—3 раза) тепловое загрязнение охлаждающей воды атомными электростанциями, чем тепловыми электростанциями (ТЭС). Массовое использование АЭС вызывает также сложные проблемы ядерной безопасности, особенно при радиохимической переработке отработавшего топлива, захоронения и длительного хранения большого количества долгоживущих радиоактивных отходов. В настоящее время имеются определенные трудности размещения АЭС, связанные с необходимостью привязки электростанции к крупному водному источнику с одновременным удалением ее на определенное расстояние от крупных населенных пунктов.

Итак, ни гидроэнергетика, ни современная атомная энергетика не могут быть отнесены к крупномасштабным источникам энергии, способным на протяжении столетий удовлетворять потребности человечества в первичной энергии взамен органического топлива.

Возможным выходом из этого положения явилось бы использование на АЭС реакторов-размножителей ядерного горючего (бридеров), т. е. реакторов на быстрых нейтронах, на которых эффективное использование природного урана может достигать 30—45 %. В таких реакторах количество нового наработанного ядерного горючего может быть в 1,2—1,5 раза больше сгоревшего. Кроме того, на этих реакторах при условии высоких коэффициентов воспроизводства (скорости наработки ^{239}Pu) стоимость электроэнергии практически не будет зависеть от стоимости используемого урана, и тогда появится возможность использовать бедные руды, содержащие менее 0,1 % урана. При этом стоимость добычи его может быть значительно выше 80 дол/кг. По данным американских источников запасы урановых ресурсов стоимостью 300 дол/кг (которая также обеспечивает необходимую рентабельность АЭС на быстрых нейтронах) оцениваются в $732 \cdot 10^{15}$ кВт(тепл.)·ч. Это в 35 000 раз больше, чем в настоящее время вырабатывается в год электроэнергии (в сопоставимом эквиваленте) на всех тепловых электростанциях мира.

Кроме того, в морской воде есть еще неизведанные запасы урана и тория, который при облучении нейтронами превращается в делящийся ^{238}U.

Видимо, с конца текущего столетия начнет развиваться термоядерная энергетика. В настоящее время считается, что наиболее перспективной термоядерной реакцией является слияние дейтерия с тритием (*dt*-реакция). Трития в природе нет, но он может быть легко воспроизведен из изотопа лития ^6Li в том же термоядерном реакторе, в котором будет протекать реакция горения смеси дей-

терия с тритием. Литий в термоядерной реакции играет такую же роль, как и ^{238}U в реакторе на быстрых нейтронах, и его запасов хватит человечеству на многие века. Использование же термоядерной реакции на основе синтеза только ядер дейтерия (*dd*-реакция) открывает неограниченные возможности для удовлетворения потребности человечества в энергии.

Термоядерный реактор имеет ряд преимуществ в экологическом плане перед ядерным реактором. Это, прежде всего, отсутствие осколочной активности, очень короткий срок воспроизводства ядерного топлива, ядерная безопасность. Однако некоторые другие стороны воздействия термоядерной энергетики и, в частности тепловое загрязнение, на окружающую среду остаются.

Приводимые в наших рассуждениях отдельные цифровые данные и утверждения являются в некоторой части дискуссионными. Об этом говорят и сами их авторы. Вместе с тем уточнение сказанного не сможет изменить основные выводы, сводящиеся к тому, что *в перспективе только термоядерная энергия смогла бы удовлетворить количественно все запросы растущего энергопотребления.*

1.4. НЕОБХОДИМОСТЬ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Прогнозируемая структура энергопотребления до 2000 г. (рис. 1.3) предполагает, что общие потребности в энергии будут на 90 % удовлетворяться за счет ресурсов атомной и тепловой энергетики. В более дальней перспективе появится энергия, получаемая за счет использования термоядерного синтеза. Однако технологический процесс преобразования энергии всех видов в потребляемую пока таков, что примерно $^2/_3$ подводимой энергии рассеивается в окружающей среде в виде теплоты. Эта теплота по своей физической сути является добавляющей энергией к той солнечной энергии, которая падает на Землю.

Влияние добавляющей энергии таково, что со временем ее увеличение может повлечь за собой непредвиденные (но несомненно негативные) последствия для всего живого на Земле. Кроме того, количественно ограниченное по своим запасам органическое топливо является незаменимым первичным сырьем для ряда отраслей промышленности.

Все это заставляет искать и использовать новые источники энергии, свободные от недостатков, присущих топливным ресурсам. При этом как сами источники, так и способы преобразования их должны способствовать тому, чтобы энергетика завтрашнего дня обладала достаточными запасами энергоресурсов, была достаточно мощной, экономичной, надежной, мобильной и экологически приемлемой.

Конкурирующей альтернативой использованию органического топлива является атомная энергетика. Однако использование ее влечет за собой, как указывалось выше, еще более сильное тепловое загрязнение, чем при сжигании топлива. Кроме того, немаловажным обстоятельством являются также трудности удовлетворения требований, предъявляемых к размещению атомных энергетических установок вблизи мощных водных источников и в некотором (30—40 км) удалении от крупных населенных пунктов.

В этих условиях всеобщее стремление перейти к использованию недобавляющей энергии, т. е. той, которая дополнительно не нагревает планету, а только перераспределяет энергию в среде обитания, является понятным и оправданным. К такому виду энергии относятся гидравлическая, ветровая, океаническая (термальная, приливная и волновая), отчасти геотермальная (если размер использования не превышает размеров естественного выхода) и, наконец, солнечная (если при ее использовании она изымается из потока падающей на Землю солнечной радиации, т. е. когда солнечные энергетические установки затеняют Землю). Большое значение имеет также то обстоятельство, что эти источники энергии являются возобновляемыми.

Обладая запасами, многократно превышающими все перспективные потребности человечества, эти источники теоретически способны удовлетворить все требования, предъявляемые к энергетике будущего. Однако непременным условием в этом случае является равномерное распределение их по планете. Невыполнение этого условия приведет к нарушениям веками сложившихся климатических условий, особенно густонаселенных регионов. Кроме того, нетрадиционные возобновляемые источники энергии имеют малую концентрацию, приходящуюся на единицу объема или поверхности Земли (суша, море), что влечет за собой сравнительно высокие удельные затраты на 1 кВт установленной мощности. Это обстоятельство пока еще затрудняет (а иногда и исключает) их широкое использование в энергетике. Важно также и то, что все источники (кроме геотермальной энергии) непостоянны во времени. Их отдача является функцией многих случайных факторов, в основном метеорологического характера. Это влечет за собой необходимость резервирования вырабатываемой ими энергии другими источниками. В противном случае необходимо наличие таких потребителей энергии, режим работы которых совпадает с режимом генерирования энергетической установкой либо потребитель не требует бесперебойности снабжения.

Таким образом, ни один из указанных возобновляемых или невозобновляемых источников энергии не может сам по себе удовлетворить мировые потребности в энергии. Рационально, видимо, комплексное, т. е. совместное, использование энергии обоих видов. Для этого необходимо кардинально изменить (оптимизировать) структуру современного топливно-энергетического баланса, принимая во внимание зависимость увеличения численности населения и энергопотребности от экологических, технических и социальных факторов. Представляется, что только в комплексе, при ведущей роли атомной энергетики, возобновляемые источники энергии, включая гидравлическую, составят альтернативу использованию энергии горючих ископаемых и сохранению окружающей среды.

В этом случае смягчение остроты существующей топливной проблемы, несомненно, приведет и к снижению ее значения как фактора политической напряженности.

В СССР нет таких энергетических проблем, которые присущи большинству стран капиталистического мира. Наша страна обеспечена невозобновляемыми энергетическими ресурсами всех видов как на текущие нужды, так и на длительную перспективу. Однако, как это подчеркнуто в Энергетической программе СССР, экономное расходование топлива и энергии является для нашей страны по указанным выше причинам актуальной проблемой. В связи с этим выдвинута задача дальнейшего снижения расходования топливных ресурсов на энергетические цели и развития использования возобновляемых источников энергии (гидравлической, солнечной, ветровой и геотермальной) на основе последних достижений науки и техники. При этом предполагается, что ведущую роль будет выполнять атомная энергетика.

Основные топливно-энергетические ресурсы СССР расположены в северо-восточных, зачастую малообжитых и неосвоенных районах, в то время как основные центры потребления их — в европейской части, где уже сейчас наблюдаются районы со значительным загрязнением природной среды. Это положение влечет за собой увеличение капиталовложений в добычу топлива и транспортировку его (или электроэнергии) на дальние расстояния, что дополнительно стимулирует развитие использования возобновляемых источников энергии, которые в первую очередь могут рассматриваться в качестве местных источников и играть значительную роль в отдаленных, осваиваемых районах или районах с дефицитом традиционных источников энергии. Это, разумеется, не исключает, а, наоборот, предполагает возможность комплексного использования возобновляемых энергоресурсов. Такое использование позволит улучшить технико-экономические показатели традиционных энергоустановок и дальнейшее широкое освоение перспективных районов Дальнего Востока, Северо-Востока, Камчатской области, Западной Сибири и Средней Азии. При этом использование возобновляемых энергоресурсов должно быть направлено, прежде всего, на производство электроэнергии, для многих новых способов производства которой еще нет готовых технологий, хорошо освоенных промышленностью.

ГЛАВА 2

ВОДНЫЕ И ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вода, являясь одним из наиболее распространенных и наиболее подвижных природных тел, участвует почти во всех физических, химических и биологических процессах, совершающихся на Земле.

Будем называть водными ресурсами поверхностные и подземные воды определенной территории, используемые или могущие

быть использованными для различных целей жизнеобеспечения общества. Часть водных ресурсов, используемая или могущая быть использованной для производства электроэнергии, относится к гидроэнергетическим ресурсам.

Как указывалось в гл. 1, научно-технический прогресс современного общества влечет за собой увеличение использования топливно-энергетических и водных ресурсов, а также потребления электроэнергии. При этом человек вынужден все в большей степени заботиться о рачительном расходовании как ископаемого топлива, так и пресной воды.

В течение многих столетий внутриматериковые пресные воды (реки и озера) использовались главным образом для целей водного транспорта и орошения и только сравнительно недавно для различных технологических нужд и как ценный энергетический источник. В последние годы наряду с развитием этих видов водопользования пресные воды приобретают во многих сферах промышленности, сельского хозяйства и, разумеется, быта все большее значение, как вещество, которое ничем другим заменить нельзя. И несмотря на то, что для грядущих поколений человечества к водным ресурсам будут причисляться все природные воды во всех агрегатных состояниях на всей планете и на всех ее глубинах, можно ожидать, что когда-нибудь настанет такое время, когда чистая пресная вода многих видов будет использоваться далеко не для всех целей, для которых используется сейчас.

Это во многом объясняет то исключительное значение, которое человечество стало придавать рациональному использованию и охране водных ресурсов от истощения и загрязнения.

Современные водные ресурсы включают в себя речной сток, воды озер и водохранилищ, грунтовые воды, пресные и слабоминерализованные подземные напорные воды. Ледники и снежники, глубокие подземные напорные воды, воды внутренних морей, прибрежные и территориальные, солоноватые и соленые грунтовые воды являются перспективными для использования в будущем. Воды болот, почвенной влаги, льдов Арктики и Антарктиды, воды Мирового океана, атмосферной влаги и др. относятся к ресурсам отдаленного будущего.

Если имеющиеся водные ресурсы расценивать с точки зрения возможности потребления, то их иногда делят на возобновляемые и невозобновляемые. К возобновляемым ресурсам относятся речной сток, запасы подземных вод, гидравлически связанных с поверхностным стоком, и та часть подземных вод, которая доступна для эксплуатации (эксплуатационные запасы). Невозобновляемые ресурсы включают воды пресных озер, ледников и снежников, мертвые объемы искусственных водохранилищ и часть подземных вод. При этом невозобновляемые ресурсы значительно (для СССР в 16 раз) превосходят возобновляемые.

Такое деление водных ресурсов весьма условно и справедливо лишь для относительно коротких периодов времени, в те-

чение которых возможно нарушение существующего водного баланса. Можно представить себе, что водозабор из какого-либо озера будет превышать приточность и запасы воды в нем будут уменьшаться или что годовой сток отдельных рек будет уменьшаться вследствие непрерывно увеличивающего безвозвратного водопотребления, но количество воды в гидросфере от этого не уменьшится. Достаточно устранить причину нарушения водного баланса, как все придет в свое естественное равновесие и изъятые воды на основе действия закона о круговороте воды в природе восстановятся. С этой точки зрения все виды ресурсов, составляющих гидроресурсы, являются возобновляемыми.

Ниже приведены данные о среднем периоде возобновления на Земле запасов воды по ее видам, лет:

Мировой океан	2500
Подземные воды	1400
Почвенная влага	1
Полярные ледники и постоянный снежный покров	9700
Наиболее крупные ледники горных районов	1600
Подземные льды зоны вечной мерзлоты	10 000
Вода в озерах	17

Для воды в руслах рек период возобновления составляет 16 дней, для биологической воды — несколько часов, для атмосферной влаги — 8 дней.

Основная масса пресной воды заключена в ледниках и постоянно залегающем снежном покрове (85 %), при этом большая часть ее сосредоточена в ледниках Антарктиды. Значительные запасы пресной воды находятся в водоносных слоях земной коры (до 14 %) и в подземных льдах многолетнемерзлых пород (0,84 %), в руслах рек сосредоточено всего 0,004 %, в атмосфере — 0,05 %, а в озерах — около 0,02 %.

Главным источником пресных вод на Земле являются в настоящее время и еще долгое время ими останутся воды рек, озер, водохранилищ и некоторая часть подземных вод. Сочетание запасов этих вод для различных регионов планеты является, естественно, различным, но везде главную роль в хозяйстве играет речной сток.

2.2. ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

Водные ресурсы земного шара огромны. Три четверти земной поверхности приходится на океаны, озера и реки и только одна четверть — на сушу. Если бы всю воду, сосредоточенную в Мировом океане, распределить равномерно по поверхности Земли, то образовалась бы оболочка толщиной 4 км.

Общее представление о составляющих гидросферы земного шара дает табл. 2.1.

На поверхности Земли содержится почти 1,5 млрд. км³ воды, из этого количества 93,96 % сосредоточено в океанах и морях, более 4 % находится на суше и 1,65 % сковано в ледниках. Речные воды в общем объеме гидросферы составляют лишь одну десятитысячную долю процента.

Таблица 2.1. Гидросфера

Составляющие гидросферы	Объем воды, тыс. км³	% общего объема
Гидросфера	1 454 703	100
В том числе:		
мировой океан	1 370 323,2	93,96
подземные воды	60 000	4,12
из них зоны активного водообмена	4000	0,27
ледники	24 000	1,65
озера	280*	0,019
почвенная влага	85**	0,006
пары атмосферы	14	0,001
речные воды	1,2	0,0001

* В том числе около 6 тыс. км³ воды в водохранилищах.
** В том числе около 2 тыс. км³ оросительных вод.

В процессе возобновления запасов пресных вод основную роль играют атмосферные осадки. Подсчитано, что на поверхность нашей планеты в год выпадает в среднем метровый слой осадков. Однако распределение осадков по земной поверхности крайне неравномерно и неблагоприятно для формирования речных потоков, а следовательно, и пресных вод. Наибольшее количество осадков приходится на тропические зоны экватора. На территории некоторых районов Индии их выпадает в год более 12 м, в то время как в Синайской пустыне 10—15 мм, а в некоторых районах Перу и Ливии осадки не выпадают вообще.

Общее представление о запасах пресной воды на Земле дает табл. 2.2.

Основными потребителями пресной воды являются в первую очередь животный и растительный мир. Человеку в обычных условиях только для питья требуется 2,5 л воды в сутки или около 1 м³ в год. Много воды идет на производственные нужды промышленности и сельского хозяйства. В ряде производств

Таблица 2.2. Пресные воды гидросферы

Составляющие гидросферы	Объем пресной воды, тыс. км³	% общего объема
Гидросфера	28 253,2	100
В том числе:		
ледники	24 000	85
подземные воды	4 000	14
пресноводные озера и водохранилища	155	0,6
пресная почвенная влага	83	0,3
пары атмосферы	14	0,05
речные воды	1,2	0,004

расход ее в сотни и тысячи раз превышает всю массу выпускаемой продукции. Так, на выплавку 1 т чугуна необходимо затратить 200 м³ воды, на 1 т никеля — до 800 м³, на 1 т алюминия — 1500 м³. Огромное количество воды расходуется тепловыми и атомными электростанциями.

В сельском хозяйстве вода используется для орошения и обводнения земель, на 1 га площади, занятой кукурузой, требуется до 3200 м³, капустой — 8000 м³ воды.

Подсчитано, что в современных условиях для каждого жителя нашей планеты приходится от 300 до 400 м³ воды в год. Это значит, что все человечество потребляет не менее 2000 км³ воды в год, а к концу века только при сохранении нынешней технологии потребления ее годовой расход превысит 2600 км³. Однако при предполагаемом развитии водоемких производств следует ожидать значительно большего потребления воды.

Запасы пригодной для использования воды снижаются из-за загрязнения ее различными отходами. По данным ООН 80 % сельских и 23 % городских жителей нашей планеты не обеспечены доброкачественной пресной водой. Около 3 млрд. чел. не имеют доступа к чистой воде и 750 тыс. чел. ежегодно умирают от болезней, передаваемых через воду.

Нехватку пресной воды ощущают страны Азии, Ближнего Востока и Европы (Греция, Голландия, Югославия и др.). Недостаток испытывают такие крупные города, как Нью-Йорк, Париж, Лондон. В США районами бедствия объявлены Калифорния, Нью-Джерси, Техас, Нью-Йорк, Колорадо, Пенсильвания, Южная Дакота и другие штаты.

В нашей стране водная проблема не стоит так остро, как в некоторых других странах. Свыше 150 тыс. рек длиной более 10 км протекает по территории СССР: Волга, Печора, Северная Двина, Днепр, Кама принадлежат к крупнейшим рекам Европы, а Енисей, Обь, Лена и Амур — к крупнейшим рекам Азии.

Среднемноголетний речной сток СССР равен 4384 км³. Это несколько меньше, чем в Бразилии (5668 км³), но больше, чем в любой другой стране. В Китае, например, речной сток составляет 2880 км³, в Канаде — 2740 км³, в США — 2345 км³ и т. д. Однако распределен сток по территории нашей страны крайне неравномерно и неблагоприятно для основных потребителей воды — населения, промышленности и сельского хозяйства. Около 86 % речного стока формируется в малоосвоенных в хозяйственном отношении северных и восточных районах страны, а на южные и юго-западные районы, где сосредоточено около 85 % населения и 80 % промышленного и сельскохозяйственного производства, приходится около 14 % речного стока.

Удельная обеспеченность собственным речным стоком относительно среднего для СССР значения на 1 жителя РСФСР составляет 1,63 (Восточная Сибирь — 2,86, Центрально-Черноземные области — 0,1), Украинской ССР — 0,05, Азербайджанской ССР — 0,07, Туркменской ССР — 0,04 и т. д.

В бедных водой районах страны, таких как Азербайджан, Юг Украины, Молдавия, степи Крыма, Нижнее Поволжье, Центрально-Черноземный, Уральский и другие районы РСФСР, есть территории, обеспеченные водой по абсолютным и особенно по удельным показателям в 20—30 раз меньше, чем в среднем по данной республике.

Положение усугубляется тем, что годовой сток большинства рек крайне неравномерен не только по территории, но и в многолетнем разрезе. Известно, что он может изменяться от катастрофически маловодных значений до катастрофически многоводных. В засушливых районах, например, в многоводные годы сток повышается и составляет примерно 300—400 % среднемноголетнего, а в маловодные — 3—4 %.

Но и в течение года речной сток неравномерен. На большей территории страны 60—70 % годового стока проходит во время весеннего половодья, которое длится 1—3 мес, а на реках Дальнего Востока и Северо-Востока Сибири имеют место большие летние дождевые паводки.

Такие режимы естественного стока находятся в резком противоречии с режимом потребления воды населением и рядом отраслей народного хозяйства и вынуждают прибегать к большим преобразованиям речного стока с помощью регулирования его водохранилищами (§ 4.3).

В СССР такие преобразования речного стока предусматривает Генеральная схема комплексного использования и охраны водных ресурсов. Она является составной частью общего плана развития народного хозяйства. В стране много сделано, но еще больше предстоит сделать в решении водных проблем, так как темпы водного благоустройства пока еще отстают от темпов роста народного хозяйства и напряженность водохозяйственного баланса в ряде районов перерастает в дефицит воды. Положение усугубляется тем, что пока еще не удается полностью устранить загрязнение поверхностных, а в ряде случаев и подземных вод промышленными стоками, а также продуктами химизации сельского хозяйства.

2.3. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РЕЧНОГО СТОКА

Часть речного стока, используемая или могущая быть использованной для производства электроэнергии, образует гидроэнергетические ресурсы. *Гидравлическая энергия рек представляет собой работу, которую совершает текущая в них вода.* В естественном состоянии эта работа расходуется на преодоление внутреннего сопротивления движению воды, сопротивления на трение в русле и различное эрозионное воздействие (размыв дна и берегов русла, перемещение продуктов размыва и т. д.).

Силой, осуществляющей работу водного потока, является собственный вес воды. Действие воды определяется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка водотока

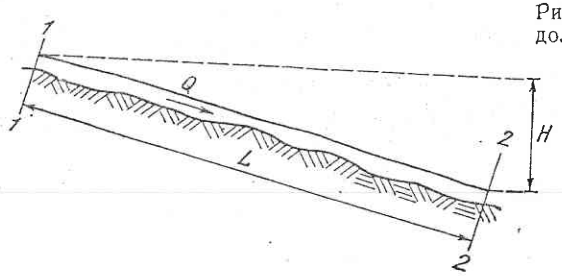


Рис. 2.1. Схематический продольный профиль участка реки

(рис. 2.1). Если падение участка водотока (реки) длиной L, м, составляет H, м, то при расходе воды Q, м³/с, равном его среднему значению в начале и конце участка, работа текущей воды в течение 1 с, т. е. мощность водотока N на рассматриваемом участке, составляет

в Вт или Дж/с

$$N=\rho g Q H=9810 Q H, \qquad (2.1)$$

где ρ — плотность воды, равная 1000 кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²;

или в кВт

$$N=9{,}81 Q H. \qquad (2.2)$$

Энергия водотока $Э$, определяемая произведением мощности N на время t, с, составляет, кВт·ч,

$$Э=\frac{9{,}81 Q H t}{3600}=\frac{W H}{367}, \qquad (2.3)$$

где $W=Qt$ — объем используемого стока, м³.

Формулы (2.1) и (2.2) выражают потенциальную или, как еще говорят, тепловую мощность и выработку электроэнергии. Реальная или техническая мощность будет меньше за счет потерь в гидротехнических сооружениях, подводящих воду из реки к турбинам, в самих турбинах и генераторах ГЭС, учитываемых коэффициентом полезного действия η. Поэтому значение N в (2.2) следует умножить на η. Тогда получим полезную мощность, кВт,

$$N=9{,}81 Q H \eta, \qquad (2.4)$$

и соответственно электроэнергию, кВт·ч,

$$Э=\frac{W H \eta}{367}. \qquad (2.5)$$

На территории СССР сосредоточено около 12 % (больше, чем в любой другой стране) общемировых запасов гидроэнергии.

Гидроэнергетические ресурсы делятся на потенциальные (теоретические, валовые), технические и экономические.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы (теоретический потенциал) — это теоретические запасы, определяемые по формуле (2.2).

Последний подсчет гидроэнергетических ресурсов проводился в 1965 г. Потенциальные гидроэнергетические ресурсы 4483 крупных и средних рек страны за средний по водности год оцениваются в 3338 млрд. кВт·ч, в том числе рек европейской части СССР и Кавказа — 272 млрд. кВт·ч, или 17,6 %, и рек азиатской части СССР — 1273 млрд. кВт·ч, или 82,4 %. Для сравнения укажем, что в 1986 г. все электростанции страны выработали 1599 млрд. кВт·ч электроэнергии. *Потенциальные гидроэнергетические ресурсы — это те водные ресурсы, которые теоретически могут быть использованы для гидроэнергетического строительства.* Для крупных и средних рек этот потенциал составляет 85 % валового потенциала энергии речного стока страны.

Технические гидроэнергетические ресурсы (технический потенциал) учитывают неизбежные потери: в расходах воды (на испарение из водохранилищ, фильтрацию, утечки через различные затворы и т. п.); напорах (гидравлические в водоводах и, кроме того, часть падения рек в верховье и приустьевых участках, которые практически не могут быть использованы); электромеханические потери в оборудовании.

Суммарные потери при освоении гидроэнергетического потенциала составляют в целом по стране 36 %. Следовательно, из общей суммы гидроэнергетических ресурсов крупных и средних рек, оцениваемой в 3338 млрд. кВт·ч, может быть освоено лишь 64 %, т. е. 2106 млрд. кВт·ч. Это и есть располагаемый технический потенциал наших гидроэнергоресурсов.

Практическую ценность для народного хозяйства имеет экономический потенциал, т. е. *та часть технического потенциала, которую по современным представлениям о развитии энергетики и экономическим оценкам целесообразно использовать в обозримой перспективе.* Экономический гидроэнергопотенциал существенно зависит от изученности рек, удаленности ГЭС от места присоединения к энергосистеме, от прогресса в энергетике, особенно от обеспеченности рассматриваемого региона другими энергетическими ресурсами, от их качества и стоимости, и, конечно, от той роли, которую будет играть данная ГЭС в энергетическом комплексе или в энергосистеме в целом (в частности, в обеспечении оперативными мощностями). Следовательно, экономический гидроэнергетический потенциал — переменная величина, зависящая от многих изменяющихся во времени факторов.

В настоящее время во многих странах ведется переоценка гидроэнергетических ресурсов, которая может в итоге привести к некоторому увеличению экономически оправданного гидроэнергетического потенциала мира.

На уровень 1965 г. для всей территории нашей страны он определен в размере 1095 млрд. кВт·ч среднегодовой выработки, что примерно соответствует 12 % его мировых запасов.

В табл. 2.3 представлено распределение гидроэнергетических ресурсов рек СССР.

Таблица 2.3. Гидроэнергетические ресурсы СССР

Вид гидроэнергетического потенциала	Вся территория		В том числе			
			европейская часть		азиатская часть	
	млн. кВт	млрд. кВт·ч	млн. кВт	млрд. кВт·ч	млн. кВт	млрд. кВт·ч
Теоретический	450	3942	79	692	371	3250
В том числе:						
крупных и средних рек	381	3338	67	588	314	275
малых рек	56	493	11	95	45	398
неучтенные запасы	13	111	1	9	12	102
Технический крупных и средних рек	240	2106	36	313	204	1793
Экономический крупных и средних рек	125	1095	22	201	103	894

Гидроэнергетические ресурсы распределены по республикам очень неравномерно. Это в равной мере относится ко всем категориям ресурсов, причем как по абсолютным показателям, так и по удельным (на 1 чел. и 1 км²). Так, если в РСФСР экономический потенциал составляет 852 млрд. кВт·ч, то в каждой из таких республик, как Молдавия, Белоруссия и Эстония он меньше 1 млрд. кВт·ч. В свою очередь, в РСФСР наибольший экономический потенциал сосредоточен в Восточно-Сибирском экономическом районе, где он составляет 345 млрд. кВт·ч, в Дальневосточном районе — 299 млрд. кВт·ч, Западно-Сибирском — 77 млрд. кВт·ч.

В СССР имеется около 50 крупных рек, которые в основном и формируют гидроэнергетические ресурсы.

Ниже приводятся сведения об экономическом потенциале гидроэнергетических ресурсов крупнейших рек СССР, млрд. кВт·ч:

Енисей	158,3	Амударья	36
Лена	144	Катунь	31
Пяндж	97,6	Олекма	25,5
Ангара	93,9	Иртыш	25,2
Амур	82,9	Вилюй	22,5
Волга	54,3	Котуй	20,9
Обь	51,4	Подкаменная Тунгуска	18
Витим	50,7	Зеравшан	17,6
Алдан	48,9	Сырдарья	17,6
Вахш	44,9	Зея	17,4
Нижняя Тунгуска	41	Кура	16,6
Колыма	39,8	Томь	15,2
Индигирка	39,6	Бурея	14,6
Нарын	36,5		
Днепр	14,6		
Кама	12,7		
Ингури	12,3		

Таблица 2.4. Использование гидроэнергетических ресурсов СССР (по состоянию на 1 января 1986 г.)

Вид гидроэнергетического потенциала крупных и средних рек	Вся территория СССР		В том числе			
			европейская часть и Кавказ		азиатская часть	
	млрд. кВт·ч	%	млрд. кВт·ч	%	млрд. кВт·ч	%
Теоретический	3338	6,4	588	14,1	2750	4,7
Технический	2106	10,1	314	26,4	1792	7,3
Экономический	1095	19,5	201	41,3	894	14,5

Советский Союз располагает значительно бо́льшим экономическим потенциалом гидроэнергетических ресурсов, чем любая другая страна. В США, например, он составляет 705 млрд. кВт·ч, в Бразилии 657 млрд. кВт·ч, в Канаде 535 млрд. кВт·ч. Вместе с тем по степени его освоения, которая определяется фактической выработкой ГЭС за рассматриваемый период (в 1985 г. 19,5 %), СССР уступает многим странам мира. Так, в США этот показатель равен 45 %, в Канаде — 42, Японии — 58, Франции — 94, Италии — 72, в Швейцарии — 95 %. В СССР только в европейской части, т. е. наиболее обжитой и промышленно развитой территории, степень использования экономического потенциала приближается к 42 % (табл. 2.4).

Как уже отмечалось, в оценке экономического потенциала гидроэнергии должна найти отражение не только выработка электроэнергии, но и та роль, которую имеет данная ГЭС в рассматриваемой энергосистеме. А роль эта в последнее время стала определяться не только и не столько выработкой электроэнергии, сколько обеспечением оперативными мощностями систем, имеющих в качестве основных генерирующих источников мощные блочные агрегаты с закритическими параметрами пара, а в ряде случаев и АЭС. При одном и том же размере используемого гидроэнергетического ресурса мощность ГЭС должна определяться в первую очередь требованиями энергосистемы по обеспечению надлежащего уровня надежности ее работы, а не, например, числом часов использования установленной мощности (см. гл. 5).

В результате такого подхода к оценке гидроэнергетических ресурсов как за рубежом, так и в СССР (за исключением европейской части) было признано возможным и целесообразным часть ресурсов перевести из категории технического потенциала в категорию экономического потенциала и в связи с этим расширить масштабы гидроэнергетического строительства.

С этой же целью интенсивно исследуется возможность использования энергии так называемых малых рек, ранее в балансе экономических гидроэнергоресурсов не учитывавшихся.

Теоретический потенциал гидроэнергетических ресурсов малых рек СССР составляет 56 млн. кВт, по выработке электро-

энергии — 493 млрд. кВт·ч. Это в 2 раза больше, чем выработка электроэнергии всеми гидроэлектростанциями СССР в настоящее время. Поэтому сейчас ведутся интенсивные исследования по определению энергоэкономической эффективности использования как отдельных малых рек, так и отдельных створов с небольшим энергопотенциалом (несколько мегаватт) на средних реках и в верховьях крупных рек.

Ведутся также исследования возможности энергетического использования различных искусственных водотоков и их гидротехнических сооружений (плотин, быстротоков и др.), построенных в свое время для водохозяйственных целей.

2.4. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

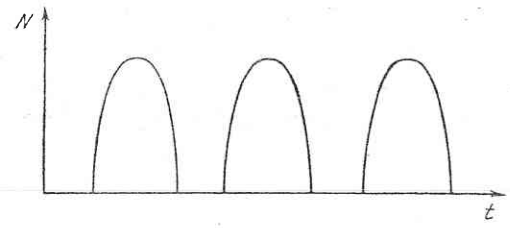
Энергия Мирового океана включает в себя энергию ветровых волн, океанических течений, приливов, прибоев, градиентов солености и теплоты. Наиболее перспективными из них для электроэнергетики считаются приливная, волновая, тепловая энергия и энергия течения.

Приливная энергия. Взаимодействие космических сил системы Земля — Луна — Солнце приводит в движение огромные массы воды в Мировом океане. В результате в одних местах Земли через каждые 12 ч 25 мин, а в других через 24 ч 50 мин волна прилива наступает на берег и плавно повышает около него уровень воды. Высота этого подъема в зависимости от взаиморасположения указанных космических тел, формы береговой линии и некоторых других топографических факторов колеблется от нескольких сантиметров до многих метров. Наибольшая амплитуда колебаний приливно-отливных уровней наблюдается в то время, когда центры тяжести Земли, Луны и Солнца находятся на одной прямой (период сизигин). Если эти тела образуют прямоугольный треугольник, то высота прилива будет минимальной (период квадратуры).

Наивысший прилив (19 м) наблюдается на берегах залива Фанди (Канада), у северо-западных берегов США он достигает 10 м, в Южной Америке (Аргентина, Галетос) 11 м, в Англии (Бристоль) и Франции (Сен-Мало) 14 м. Значителен подъем прилива (10 м и выше) у берегов Австралии, Индии, Китая, Кореи. У берегов СССР высокие приливы наблюдаются в Пенжинском (до 13,4 м), Тугурском и Мезенском заливах (до 10 м), в Охотском и Белом морях. На Мурманском побережье прилив достигает 7,2 м.

Мировые энергетические ресурсы приливной энергии оценивают в 1 млрд. кВт. Однако использование этой энергии затрудняется ее пульсирующим прерывистым характером, который является следствием самого принципа использования приливной энергии с помощью приливных электростанций (ПЭС). В простейшем виде схема использования этой энергии заключается в следующем. В отгороженном от моря зданием гидроэлектростан-

Рис. 2.2. Суточный график мощности ПЭС



ции заливе, называемом бассейном, во время прилива создается перепад уровней между морем и бассейном, а во время отлива — между бассейном и морем, что при достаточных напорах обеспечивает работу турбин в обоих направлениях движения воды. При этом мощность ПЭС вследствие изменения напора колеблется от нуля до некоторого максимального значения и затем вновь снижается до нуля (рис. 2.2). В остальное время ПЭС не работает вследствие отсутствия напора.

Однако в условиях современной энергетики, когда в крупных энергосистемах имеются большие возможности маневрирования генерирующим оборудованием, прерывистый характер выдачи электроэнергии приливной электростанцией не имеет важного значения. Гораздо важнее получить от нее мощность в часы наибольшего спроса ее энергетической системой, что позволит обеспечить наиболее рациональный в данных условиях режим работы современных ТЭС и АЭС. Специальные технологические схемы использования приливной энергии позволяют это осуществить. При этом реализуется очень ценное качество приливной энергии, заключающееся в неизменности ее среднемесячного значения в любой сезон и в любой по водности год, что важно при использовании ПЭС в целях экономии топлива в системе.

Народнохозяйственная значимость использования приливной (как возобновляемой) энергии в условиях СССР нашла отражение во многих документах руководящих органов.

Энергия волн морей и океанов. Мощность ветровых волн Мирового океана оценивается по разным источникам в размере от 10 до 90 млрд. кВт. Однако мощность, которая может быть полезно использована, значительно ниже — всего 2,7 млрд. кВт, т. е. примерно равна суммарной мощности всех электростанций мира.

Ветровые волны являются следствием проявления солнечного излучения, поскольку последнее служит причиной глобальных перепадов давления в различных точках Земли, вызывающих перемещение воздушных масс.

Человечество уже более 180 лет стремится использовать энергию волн. Первый в мире патент на способ использования энергии волн был выдан в 1799 г. отцу и сыну Жерар из Парижа. До 1980 г. в 20 странах мира было зарегистрировано около 1000 различных предложений по использованию энергии волн

и почти половина из них датирована в период с 1974 по 1981 г. Только в США за этот период зарегистрировано более 400, в Великобритании — около 350, во Франции более 100, в СССР — более 20 различных предложений.

Целесообразность использования энергии волн определяется ее высокой удельной мощностью (на 1 м фронта волны). Считается, что в открытом море при высоте волны более 10 м удельная мощность может достигать 2 МВт/м. Однако технически возможно использовать энергию волн лишь в прибрежных зонах, где она не превышает 80 кВт/м (Гебридские острова), в США, Японии и Англии 40—60 МВт/м. В СССР для Черного моря удельная мощность ветрового волнения, как утверждает Г. В. Матушевский, составляет 6—8, Каспийского — 7—11, Баренцева — 22—29, Балтийского — 7—8, Охотского — 12—20 кВт/м. Суммарная мощность волн, набегающих на береговую линию этих морей (в пределах территории СССР), составляет соответственно 14,7; 67,5; 55,9; 9,1; 129 млн. кВт, в сумме около 280 ГВт. Что касается удельной плотности волновой энергии, т. е. мощности, приходящейся на единицу поверхности, то она примерно в 10 раз больше плотности ветровой энергии и еще более значительно превышает значение солнечной энергии.

К числу достоинств волновых энергетических установок следует также отнести и то обстоятельство, что они не требуют изъятия земельных угодий под водохранилища, что свойственно всем существующим электростанциям, использующим как невозобновляемые энергоресурсы, так и в большинстве случаев возобновляемые. Отметим также, что волновые энергетические установки, располагаемые в береговых зонах морей, в результате отбора ими энергии волн будут снижать их размывающую способность и тем самым создадут возможность замены дорогостоящих и эстетически не всегда привлекательных гидротехнических сооружений, предназначенных для берегозащитных целей.

Подобные привлекательные стороны волновой энергетики стимулируют развитие исследований по совершенствованию технологических схем преобразования волновой энергии. Сооружены и исследуются волновые энергетические установки промышленного назначения нескольких типов в Англии, Японии, Швеции, США, Канаде, Норвегии и других странах.

Однако имеются обстоятельства, затрудняющие широкое использование энергии ветровых волн. Во-первых, эта энергия имеет случайный характер и непостоянная во времени. Во-вторых, мощность волновой установки зависит от размеров волн и не может изменяться в соответствии с необходимым режимом потребления, вследствие чего необходимо осуществлять аккумуляцию энергии. Кроме того, не полностью еще решены такие технические проблемы, как крепление установок в море, противокоррозионная устойчивость и долговечность оборудования, передача энергии (особенно на большие расстояния и при больших глубинах) и др.

Процесс преобразования волновой энергии в электрическую экологически чист. Однако при расположении волновых энергетических установок некоторых типов в открытом море специалисты опасаются, что в результате преобразования энергии волн произойдет воздействие на жизнь моря, поскольку волны способствуют обогащению поверхностного слоя воды кислородом и питательными веществами.

Энергия океанических течений. Акваторию Мирового океана пересекают течения. Они имеют самые различные направления, некоторые из них описывают огромные окружности. Под поверхностными течениями есть и другие — глубинные. Их направления и скорость также самые различные. В них сосредоточены неисчерпаемые запасы кинетической энергии, которую можно превращать в механическую и далее в электрическую. По современным представлениям в этих течениях Мирового океана сосредоточено энергии около $2{,}6 \cdot 10^{19}$ Дж/год, или $7{,}2 \cdot 10^{12}$ кВт·ч. Это больше, чем в настоящее время вырабатывают в год все электростанции мира.

Важнейшее и самое известное морское течение — Гольфстрим. Оно проходит близ полуострова Флорида (США) между Майами и Багамскими островами и несет в 50 раз больше воды, чем все реки мира. Его ширина составляет 60 км, глубина до 800 м, живое сечение 28 км^2. Энергия, которую несет такой поток воды со скоростью примерно 2 м/с, равна примерно 112 000 МВт, или $980 \cdot 10^9$ кВт·ч, т. е. примерно две трети той электроэнергии, которую вырабатывают в год все электростанции СССР.

Конечно, полностью реализовать энергию Гольфстрима не удастся, но даже несколько практически возможных процентов, например вблизи Флориды, дадут внушительную цифру количества экологически чистой и неизменной во времени электроэнергии.

В Японии исследуется возможность использования энергии теплого течения Куросио, расход воды которого $55 \cdot 10^6$ м^3/с, скорость у восточного побережья страны 1,5 м/с.

Разработан схематический проект использования течения в Гибралтарском проливе, расход воды которого 20—40 тыс. м^3/с достаточен для получения электроэнергии в количестве 150 млрд. кВт·ч/год.

ГЛАВА 3

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидрологическое обоснование необходимо для проектирования и эксплуатации любой гидроэнергетической установки (ГЭУ). Чем полнее и точнее это обоснование, тем более надежно будет работать ГЭУ. Для того чтобы наиболее полно использовать вод-

ные ресурсы, необходимо их изучать. Наука, обобщающая наши знания о водных объектах, называется гидрологией.

Гидрология — это наука, занимающаяся изучением природных вод, явлений и процессов в них протекающих, а также определяющих распространение вод по земной поверхности и в толще почвогрунтов и закономерностей, по которым эти явления и процессы развиваются.

Для гидроэнергетического использования вод наибольшее значение имеют следующие разделы гидрологии: гидрометрия, гидрология рек, инженерная гидрология.

Гидрометрия изучает методы количественного учета различных элементов водных объектов и их режима. Сюда входят разработки методов наблюдений и аппаратуры для измерений элементов гидрологического режима.

Гидрология рек изучает гидрологический режим рек. Основными разделами гидрологии рек являются гидрография рек (описание конкретных водных объектов), учение о стоке и учение о русловых процессах.

Инженерная гидрология изучает вопросы практического применения гидрологии к задачам использования водных ресурсов. Эти задачи разделяются на два направления: гидрологические расчеты и гидрологические прогнозы. Задачей гидрологических расчетов являются определения характеристики реки как объекта водохозяйственного и энергетического использования, задачей гидрологического прогноза — оценка с заданной заблаговременностью ожидаемого состояния гидрологического элемента или явления на реках, озерах и других водных объектах.

Как известно, основным источником энергии, обусловливающим жизнь на Земле, является солнечная радиация. Под влиянием солнечной энергии происходит испарение влаги с поверхности морей и океанов, которая затем конденсируется в верхних слоях атмосферы в мелкие капли, в виде облаков и туч переносится воздушными массами на сушу и выпадает в виде дождя, снега и града.

Выпавшая на сушу вода стекает по рекам обратно в океан, часть просачивается в грунт. Просочившаяся в грунт вода возвращается в атмосферу, часть ее попадает с подземными водами в реки. Этот процесс постоянного движения влаги в природе носит название круговорота воды.

Для бассейна реки можно составить баланс воды, сопоставляя ее поступление и расходование.

Приходную часть баланса воды составляют осадки, выпадающие в виде дождя, снега или града в бассейне реки X; конденсация паров воды в почве C; подземный приток из других бассейнов g.

Расходную часть баланса воды составляют: сток реки Y; испарение влаги в атмосферу Z; подземный отток воды из бассейна реки S.

Уравнение баланса влаги в бассейне реки можно выразить

$$X+C+g=Y+Z+S. \tag{3.1}$$

Если рассмотреть баланс воды за достаточно длительный период времени, то можно считать, что для достаточно большого бассейна приток и отток воды будут примерно одинаковы, а конденсация влаги в почвогрунтах является относительно малой величиной по сравнению с другими элементами водного баланса. Поэтому для многолетнего периода времени уравнение водного баланса в бассейне реки будет

$$X_0=Y_0+Z_0. \tag{3.2}$$

Из уравнения видно, что осадки, выпадающие на территорию бассейна реки, расходуются на формирование речного стока и испарение. Кроме того, из этой записи следует, что основными факторами, влияющими на сток, являются климатические осадки и испарение.

Элементами климата, оказывающими существенное влияние на характеристики речного стока, являются: осадки, испарение, влажность и температура воздуха. Кроме климатических факторов на речной сток также влияют геология бассейна реки, его рельеф и размеры, почвы, растительность, озера, болота, ледники, вечная мерзлота, направление течения реки и т. д. Кроме того, существенное влияние на сток оказывает антропогенная деятельность — регулирование стока, снегозадержание, сведение лесов, увеличение площади пахотных земель и т. д. Эти факторы являются дополнительными, однако на отдельных реках их влияние может быть существенным.

3.2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Для характеристики речного стока применяются следующие обозначения:

расход воды Q — количество воды, протекающей через поперечное сечение реки за 1 с, измеряется в м³/с (для малых водотоков — в л/с);

объем стока W — количество воды, протекающей через данный створ за определенный промежуток времени, например за год, месяц, сутки и т. д., измеряется в млн. м³, км³ с указанием длительности периода, за который оценивается сток;

слой стока y — количество воды, протекающей через данный створ за определенный промежуток времени, отнесенной к единице площади водосбора, — в мм;

модуль стока M — количество (расход) воды, стекающей в единицу времени с единицы площади водосбора — в $л/(с \cdot км^{-2})$ или $м^3/(с \cdot км^{-2})$;

коэффициент стока η — отношение количества стекающих осадков к количеству выпавших на расчетной площади водо-

сбора (за тот же промежуток времени)

$$\eta = y/X. \tag{3.3}$$

Между различными характеристиками стока существуют следующие соотношения:

годовой слой стока, мм,

$$y_{год} = 31{,}5 M_{ср.год} = \frac{31\,500Q}{F}, \tag{3.4}$$

где F — площадь водосбора, км^2;

среднегодовой модуль стока, л/(с·км$^{-2}$),

$$M_{ср.год} = 0{,}032 y_{год} = \frac{1000Q_{ср.год}}{F}; \tag{3.5}$$

годовой сток, м^3,

$$W = yF1000 = 31\,500\ MF = 31{,}5 \cdot 10^6 Q; \tag{3.6}$$

среднегодовой расход воды, м^3/с,

$$Q = \frac{0{,}032 y_{год} F}{1000} = \frac{M_{ср.год} F}{1000} = \frac{W_{год}}{31{,}5 \cdot 10^6}. \tag{3.7}$$

Часть поверхности суши, с которой вода стекает в реку, называется бассейном или площадью водосбора реки. Различают поверхностный и подземный водосборы.

Поверхностный водосбор ограничен возораздельной линией, проходящей по наиболее высоким точкам земной поверхности. Осадки, выпадающие по разные стороны водораздельной линии, стекают в разные реки. Положение водораздельной линии определяется по топографическим планам и картам.

Подземный водосбор ограничен водораздельными линиями водоупорных грунтов. Положение поверхностного и подземного водораздела может не совпадать (рис. 3.1), и поэтому часть осадков, выпадающих в пределах данного поверхностного водосбора и фильтрующих в грунт, может пополнять сток смежной реки. Определение положения подземного водораздела представляется очень сложной задачей и поэтому обычно ограничиваются оценкой поверхностного водосбора.

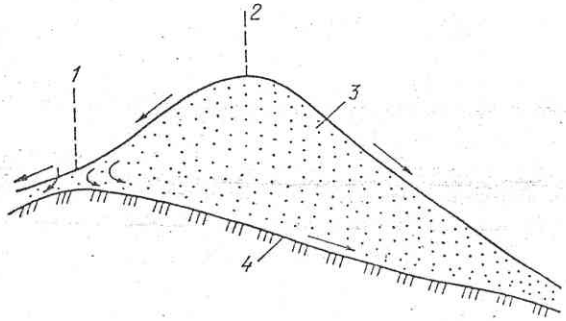


Рис. 3.1. Поверхностный и подземный водосбор:
1 — подземный водораздел; *2* — поверхностный водораздел; *3* — водопроницаемый грунт; *4* — водонепроницаемый грунт

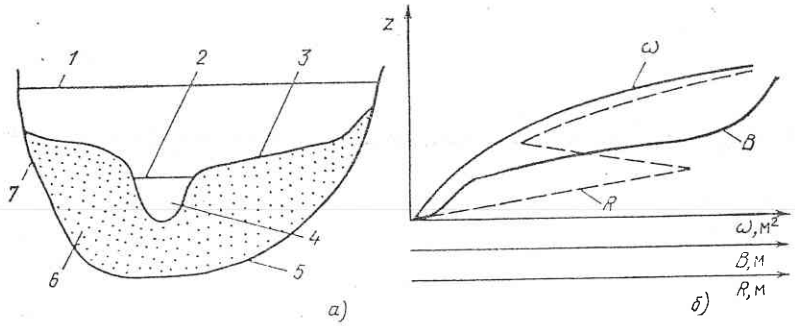


Рис. 3.2. Поперечный профиль реки (*а*) и его характеристика (*б*):
1, *2* — уровень высоких и низких вод; *3* — пойма; *4* — русло реки; *5* — дно долины; *6* — аллювий; *7* — коренной берег

Важное значение для оценки гидрологических характеристик реки имеют поперечный (рис. 3.2) и продольный профили реки (рис. 3.3). Основными элементами поперечного профиля являются: коренные берега или склоны долины, дно долины, покрытое обычно аллювиальными отложениями (продукты эрозии, перенесенные в пониженную часть долины), русло реки, проложенное в аллювии, пойма, заливаемая водой в период весеннего половодья и освобождаемая в межень.

Основными характеристиками поперечного сечения реки являются морфометрические характеристики, определяющие ширину, глубину и площадь водного сечения в зависимости от уровня воды. Зависимость площади поперечного сечения ω от уровня $\omega = \omega(z)$, ширины русла $B = B(z)$ и гидравлического радиуса $R = R(z)$ приведены на рис. 3.2.

В процессе своего движения вода формирует долину и русло реки как в поперечном, так и в продольном направлении. На продольном профиле реки можно выделить три зоны: эрозии (разрушения) в верхней части реки (в этой зоне поток размывает русло, стремясь углубить его); переноса продуктов размыва в среднем течении; отложения наносов в нижнем течении.

Уклоны водной поверхности обычно уменьшаются по мере продвижения вниз по течению реки. Однако на отдельных участках реки в связи с изменением характера дна реки уклоны могут возрастать. Для определения уклона водной поверхности пользуются следующей формулой:

$$I = (z_1 - z_2)/L, \tag{3.8}$$

где индексы 1 и 2 — створы на реке.

Основным источником питания рек являются, как уже говорилось выше, осадки. В зависимости от вида осадков и времени их выпадения в бассейн реки различают снеговое, дождевое, ледниковое и смешанное питание рек.

Вода, выпавшая на поверхность бассейна реки, попадает в нее с поверхностными или подземными стоками в зависимости

Рис. 3.3. Характеристика уклона реки и зоны продольного профиля:
I — зона размыва; *II* — зона транзита; *III* — зона аккумуляции

Рис. 3.4. Гидрографы рек:
а — снегового питания; *б* — дождевого питания; *в* — смешанного питания

от топографических, геологических особенностей бассейна и климатических условий.

В бассейнах, сложенных малопроницаемыми породами, например в горных районах, осадки поступают в реку в основном в виде поверхностного стока.

В бассейнах, сложенных сильно фильтрующими породами, например сильнотрещиноватыми горными породами или песчаными отложениями, значительная часть осадков просачивается в грунт и пополняет запасы грунтовых вод, которые являются источниками грунтового питания реки.

Как правило, реки имеют смешанное питание с преобладанием одного из его типов. Реки с одним типом питания в природе, как правило, отсутствуют.

График изменения во времени расходов воды за год или часть года (сезон, половодье и т. д.) в данном створе реки называется гидрографом. Характер гидрографа существенно зависит от типа питания реки (рис. 3.4).

В годовом цикле колебаний стока реки различают два периода: половодье и межень.

Половодьем называют фазу водного режима реки, характеризующуюся наибольшей в году водностью, высоким и длительным подъемом уровня, обычно сопровождающимся выходом реки из русла на пойму.

На равнинных реках половодье вызывается снеготаянием (весеннее половодье), на высокогорных реках — таянием снега и ледников (летнее половодье), на реках в муссонных и тропических зонах — выпадением летних дождей и т. д. Для рек одной климатической зоны половодье ежегодно повторяется в один и тот же сезон с различной интенсивностью и продолжительностью.

За периодом половодья следует период малых расходов, называемый меженью. Межень бывает большую часть года и длится от конца половодья до начала следующего половодья, захватывая лето, осень и зиму. Осенью межень обычно прерывается паводками, связанными с выпадением обильных дождей. Максимальный расход дождевых паводков для больших и средних по площади водосбора рек бывает обычно меньше максимального расхода половодья. Однако на малых реках эти соотношения могут меняться. Это связано с тем, что на малых реках дождь может охватывать всю площадь водосбора, тогда как на больших реках — только часть ее.

Изменение количества воды, проходящей по реке в данном створе, т. е. изменение расходов воды, приводит к изменению уровня воды в реке. Между изменением этих элементов в условиях отсутствия ледяного покрова имеется тесная связь, которая может быть графически описана кривой параболического типа. На уровень воды в реке кроме расходов оказывают влияние такие факторы, как деформация русла вследствие намыва или размыва, ветер, водная растительность, подпорные сооружения (как искусственные плотины), запруды и т. д., а также естественные

факторы, связанные с наличием ледяного покрова в зимнее время. Амплитуда колебаний уровня воды достигает иногда больших значений, например на р. Оке у г. Калуги амплитуда колебаний наблюдалась до 18 м.

Зимний режим рек существенно отличается от летнего. Условно за начало зимнего периода принимается дата устойчивого снижения температуры воздуха меньше 0 °С, за конец зимнего периода принимается момент полного очищения реки от ледяного покрова. Снижение температуры воздуха меньше 0 °С приводит к изменению условий питания рек. Поверхностное питание реки прекращается, так как осадки, выпадающие в этот период в бассейне реки, не тают, а накапливаются на поверхности почвы вплоть до весны. Питание реки происходит только за счет грунтовых вод, запасы которых постепенно уменьшаются. В результате этого расходы воды в реке в течение зимы также постепенно уменьшаются. В отдельных районах страны появление в зимний период оттепелей нарушает режим питания.

Зимний период на реке можно разделить на три фазы: замерзание, ледостав и вскрытие.

С понижением температуры воздуха снижается и температура воды, причем наличие турбулентного перемешивания приводит к тому, что вода на всей глубине потока приобретает отрицательную температуру. Степень переохлаждения воды характеризуется сотыми, а иногда и тысячными долями градуса. В переохладившейся воде появляются отдельные кристаллы льда, которые смерзаются между собой и образуют так называемые забереги — тонкие кромки кристаллического льда. Забереги образуются в первую очередь у берегов. На участках со спокойным течением образуется тонкая, слоем в несколько миллиметров, пленка (сало), похожая по внешнему виду на маслянистые пятна. Движущиеся в потоке во взвешенном состоянии кристаллы льда смерзаются между собой и образуют шугу. Часть кристаллов примерзает к переохлажденному дну реки, образуется донный лед. Шуга представляет собой губчатообразную массу льда, движущуюся по течению реки во взвешенном состоянии.

Донный лед изолирует дно реки от соприкосновения с переохлажденной водой, что способствует повышению температуры дна реки за счет прогревания от более глубоко расположенных слоев грунта. В результате этого нижняя часть донного льда подтаивает и лед всплывает кверху. Сало, шуга и всплывший лед движутся вниз по течению и участвуют в образовании сплошного ледяного покрова. Ледостав начинается на мелководьях, в протоках и у берегов, распространяясь на всю реку. Шуга может находиться в состоянии движения или же забивать живое сечение под ледяным покровом, вызывая зажор, сопровождаемый резким повышением уровня воды в реке и создающий угрозу затопления вышележащих районов.

После установления сплошного ледяного покрова шуга начинает постепенно рассасываться в результате относа по течению

реки и таяния, связанного с повышением температуры воды, происходящим за счет теплоотдачи дна реки.

Толщина ледяного покрова, м, на реках СССР характеризуется следующими приближенными данными:

Южные районы	0,25—0,6
Центральные районы	0,6—0,9
Северные районы	0,9—1,6 и более

Некоторые реки Сибири, особенно малые, в зимнее время полностью промерзают и сток по ним полностью прекращается. На некоторых реках, особенно текущих с юга на север, таяние и вскрытие начинается в верховьях рек, затем распространяется вниз по течению. В этих условиях в нижнем течении рек образуются нагромождения льда, которые препятствуют течению воды и вновь прибывающего льда вниз по реке. Такое явление называется затором. Он сопровождается значительным повышением уровня и представляет большую опасность для расположенных на реке населенных пунктов и гидротехнических сооружений. С повышением уровня воды гидростатическое давление на затор увеличивается и он разрушается, при этом образуется исключительно бурный поток воды и льда. Заторы ликвидируют взрывами.

Как уже говорилось выше, вода при своем движении перемещает частицы грунта. Эти частицы попадают в реку или при смыве с поверхности земли с осадками, или же за счет размыва русла реки. Частицы грунта, перемещаемые рекой, называются наносами. В зависимости от скорости движения воды наносы передвигаются во взвешенном состоянии или перекатываются по дну (донные наносы). При увеличении скорости потока часть донных наносов переходит во взвешенное состояние, и наоборот, при уменьшении скорости часть взвешенных наносов переходит в донные.

Количество наносов, проходящих в единицу времени через водное сечение реки, называется расходом наносов и выражается в кг/с. Количество наносов в единице объема воды называется мутностью ρ и выражается в г/л или кг/м^3.

Количество наносов, проходящих через водное сечение реки за длительный период времени (год), называется твердым стоком q и выражается в т или м^3. Распределение наносов в году весьма неравномерно. Основная масса наносов проходит в период половодий и паводков, а в меженный период мутность воды резко снижается. Донные наносы составляют примерно 10—30 % взвешенных. При этом для горных рек донные наносы иногда могут составлять до 50 % взвешенных.

Наличие наносов в речном потоке приводит к большим трудностям, связанным с эксплуатацией водозаборных сооружений, так как необходимо сооружение специальных отстойников для очистки воды от наносов. В противном случае наносы приведут к быстрому истиранию лопаток турбин. Поэтому вопросам оценки твердого стока уделяют большое внимание.

Речная вода содержит в себе соли различных веществ, попадающих в воду с поверхностным и подземным стоками. С поверхностным стоком соли попадают путем растворения содержащихся в почве солей при выпадении осадков. Воды, просочившиеся в грунт, насыщаются солями и попадают в реку в виде грунтового питания. Перенос этих солей рекой называют стоком растворенных веществ. Основными солями, содержащимися в воде, являются: гидрокарбонатные HCO_3, карбонатные CO_3, сульфатные SO_4, хлоридные Cl, соли кальция Ca, магния Mg, натрия Na. По степени минерализации, мг/л, реки делятся на группы:

С малой минерализацией	До 200
Со средней минерализацией	200—500
С повышенной минерализацией	500—1000
С высокоминерализованной водой	Более 1000

Степень минерализации воды в реке переменна и изменяется в соответствии с режимом питания реки. Наибольшая минерализация воды — в межень за счет грунтового питания. В период высоких вод (половодья и паводков) минерализация значительно снижается.

По территории страны минерализация воды в реках также значительно меняется. Большая степень минерализации характерна для засушливых районов и областей недостаточного увлажнения, например степень минерализации воды рек Урала, Терека и Днестра около 300 мг/л, рек Амударьи и Сырдарьи свыше 400 мг/л. Минерализация воды рек в районах избыточного увлажнения (Нева, Печора) менее 50 мг/л.

3.3. НАТУРНЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

В основу гидрологических расчетов положены данные о количественном изменении элементов гидрологического режима реки, получаемые при непосредственном наблюдении. Гидрометрические работы производят на водомерных постах и гидрометрических станциях, основная часть которых находится в ведении Государственного комитета СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды. Некоторая часть находится в ведении организаций, проектирующих гидротехнические сооружения или эксплуатирующих их.

На водомерных постах проводят наблюдения за уровнем и температурой воды, состоянием погоды, водной растительностью, ледовыми явлениями (вскрытие и замерзание, толщина, льда, заторы и зажоры). Расход воды в створе водомерного поста вычисляется с использованием зависимости уровня воды от расхода $Q=Q(z)$. На гидрометрических станциях кроме перечисленных наблюдений ведутся измерения скорости течения воды.

Определение расходов воды может производиться различными методами. Одни из них основаны на измерении площадей

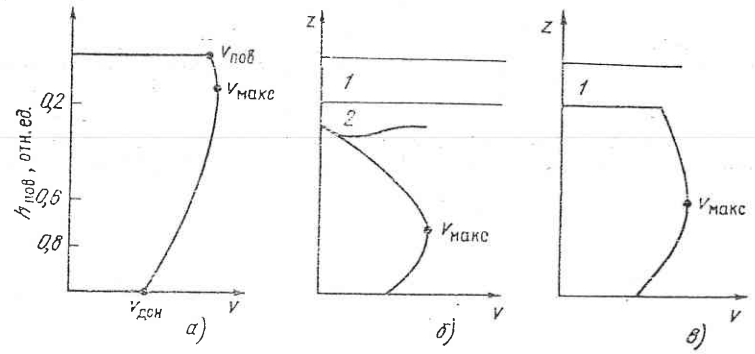


Рис. 3.5. Эпюры скоростей на вертикали:
а — для открытого русла; *б* — для русла, покрытого льдом в начале и конце зимы; *1* — лед кристаллический; *2* — лед губчатый

водного сечения и скоростей течения в отдельных точках потока. При этом скорость течения измеряется вертушками или поплавками. В других методах не требуется измерения скорости течения в отдельных точках. К таким методам относятся, в частности, определение расходов водосливами, а также по гидравлическим формулам и химическим путем. Более подробно способы определения расхода воды описаны в курсах гидрометрии. Здесь остановимся только на методах вычисления расхода воды, измеренного вертушками.

Скорость течения воды в реке меняется как по вертикали, так и по ширине реки. Поэтому водное сечение разбивают вертикалями на несколько участков и измерение скоростей течения производят в нескольких точках каждой вертикали. Число точек измерения скоростей на вертикали назначают так, чтобы с достаточной степенью точности охарактеризовать зависимость скорости от глубины потока (рис. 3.5). Наибольшая скорость $v_{макс}$ по вертикали для открытого водотока (без ледяного покрова) — на поверхности или вблизи ее, наименьшая — у дна $v_{дон}$.

При наличии ледяного покрова скорость у поверхности воды $v_{пов}$ значительно уменьшается, что объясняется трением о лед. При этом скорость повышается с увеличением глубины (рис. 3.5,*б*), что связано с шероховатостью нижней поверхности льда.

Для определения средней скорости течения воды по вертикали при отсутствии ледяного покрова нужно определить скорость в пяти точках: на поверхности, на глубине 0,2 h, на глубине 0,6 h; на глубине 0,8 h и у дна.

Площадь эпюры скоростей ω определяется интегрированием. Приближенно средняя скорость на i-й вертикали определяется по формуле

$$\bar{v}_i \approx \omega_i / h_i, \tag{3.9}$$

где $i=1, 2, \ldots, n$; h_i — глубина потока на i-й вертикали.

Средняя скорость при измерении по вертикали в пяти точках вычисляется по формуле

$$\bar{v}=0{,}1\,(v_{пов}+3v_{0{,}2h}+3v_{0{,}6h}+2v_{0{,}8h}+v_{дон}). \tag{3.10}$$

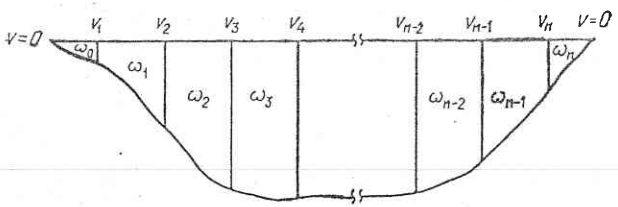


Рис. 3.6. К определению расхода воды Q [см. формулу (3.12)]

Менее точную оценку средней скорости можно получить, пользуясь зависимостью

$$\bar{v} = v_{0.6h}. \qquad (3.11)$$

Расход воды Q при вычисленных значениях средней скорости по каждой вертикали вычисляется по формуле

$$Q = \frac{2}{3} v_1 \omega_0 + \left(\frac{v_1 + v_2}{2}\right) \omega_1 + \ldots + \left(\frac{v_{n-1} + v_n}{2}\right) \omega_{n-1} + \frac{2}{3} v_n \omega_n, \qquad (3.12)$$

где $v_1, v_2, \ldots, v_n$ — средние скорости по вертикалям; $\omega_1, \ldots, \omega_n$ — площади водного сечения между вертикалями (рис. 3.6).

Зимой расходы определяются в том же створе, что и летом. Скорости течения определяются зимой по тем же вертикалям, что и летом. Число точек на вертикали увеличивают до шести, что объясняется отличием формы зимней кривой распределения скоростей по вертикали от летней.

Для построения кривой зависимости расхода воды от уровня воды в конкретном створе используют данные наблюдений и измерений в рассматриваемом створе, а также, если этих данных недостаточно, данные по смежным створам на этой же реке.

Сначала строится кривая расходов в зоне непосредственных измерений расходов воды, затем проводится экстраполяция кривой за пределы указанной зоны.

Кривая зависимости расхода воды от уровня строится совместно с кривыми зависимости площади живого сечения ω и средней по сечению скорости v от уровня воды z. Все кривые строятся для одного сечения реки (рис. 3.7).

Характер кривой расхода зависит от ряда дополнительных факторов, которые должны учитываться при построении. К ним, в первую очередь, относятся: фаза паводка, наличие подпора от нижележащей плотины, деформация русла в процессе всего периода непосредственных наблюдений за стоком в данном створе и др.

Построение кривой расходов заключается в нанесении на график в системе координат z (ординаты) и Q (абсциссы) точек фактически замеренных расходов воды и в проведении по этим точкам плавной кривой параболического типа. На том же графике строится кривая зависимости площадей водных сечений от уровней воды по данным промеров водного сечения, проводимых при измерении расходов воды. За пределами зоны, в которой измерялись расходы воды, кривая площадей может быть проведена на основании результатов планиметрирования

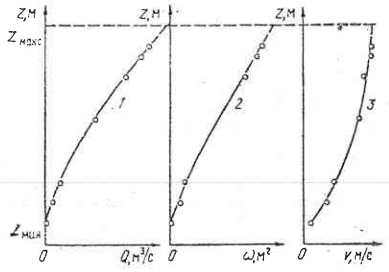


Рис. 3.7. Кривые зависимости расхода, площади водного сечения и средней скорости от уровня воды:
$1 - Q = Q(z)$; $2 - \omega = \omega(z)$; $3 - v = v(z)$

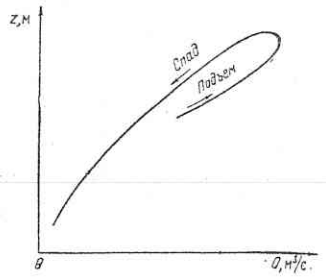


Рис. 3.8. Кривая зависимости расхода воды от уровня с ветвями подъема и спада

поперечного профиля долины в рассматриваемом створе. Такой профиль получают путем соответствующей нивелировки.

Кривая зависимости средних по сечению скоростей от уровней строится на том же графике.

Проверкой правильности построения кривой расходов является соблюдение условия, чтобы для одного и того же уровня воды удовлетворялось уравнение

$$Q = \bar{v}\omega. \qquad (3.13)$$

В некоторых случаях форма кривой расходов более сложная. Вместо одной ветви кривой имеются две ветви — для периодов подъема и спада уровней (рис. 3.8). Наличие двух ветвей связано обычно с особенностями гидрологического строения русла, уровнями залегания грунтовых вод и т. д.

При наличии поймы кривые расходов строят отдельно для пойменной и русловой частей реки и, кроме того, суммарную (для всего водного сечения) кривую. Аналогично строят кривые площадей водного сечения и средних скоростей.

При построении кривых расходов используются только те расходы воды, которые замерены при отсутствии на реке ледяного покрова и ледохода.

Для бесприточных участков реки построение кривой $Q = Q(z)$ возможно путем пересчета кривой смежных створов. Он производится по связи уровней интересующего створа (для которого строится кривая расходов) с уровнями в опорном створе, где имеется построенная кривая расходов или замеренные расходы воды. При наличии приточности между створами в значения расходов вносят поправки. Расчет боковой приточности производят по приросту площадей водосборов. Однако точность построения кривой расходов в этом случае снижается.

Наблюдения за уровнями проводят ограниченный период времени, в результате чего невозможно оценить всю амплитуду изменений уровней воды в створе реки. Поэтому важной задачей является экстраполяция кривой расходов как в сторону минимальных, так и максимальных расчетных уровней.

Наибольшее распространение получил гидравлический метод экстраполяции осредненной кривой расходов, без учета ветвей подъема и спада, с использованием формулы Шези

$$Q = \omega C \sqrt{RI}, \tag{3.14}$$

где ω — площадь поперечного сечения; C — коэффициент Шези, зависящий от шероховатости дна реки; R — гидравлический радиус; I — уклон водной поверхности. Принимается, что $R \approx h_{ср}$;

$$C = \frac{1}{n} R^y. \tag{3.15}$$

Здесь n — коэффициент шероховатости; y — эмпирический коэффициент. Значение показателя степени y определяется по данным измерения расходов воды при высоком уровне.

При наличии на реке каскадов гидроэлектростанций уровни воды в нижних бьефах будут зависеть не только от расходов реки, но и от уровня воды в створе нижерасположенной плотины. В этом случае вместо зависимости $Q=Q(z)$ используют зависимость $Q=Q(z_1, z_2)$, где z_1 — уровень воды в изучаемом створе; z_2 — уровень воды в створе подпорного сооружения.

Построение кривой свободной поверхности, частным случаем которой является кривая подпора, подробно рассматривается в курсе гидравлики. Здесь укажем только на некоторые общие принципы построения.

Существующие методы построения кривых свободной поверхности можно разделить на две группы. К первой группе относят методы, основанные на замене действительного русла реки на рассматриваемом участке на любое фиктивное русло (цилиндрическое, трапецеидальное, прямоугольное, параболическое и т. д.). В методах второй группы используют непосредственно характеристики пропускной способности русла, получаемые на основании данных гидрометрии.

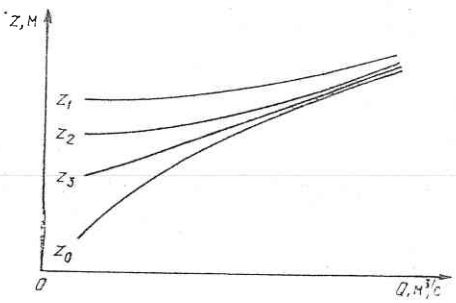
Движение воды в естественных водотоках всегда является неравномерным. Это обусловливается тем, что уклоны дна и поперечные сечения русла в значительной степени изменяются вдоль потока. Эти факторы приводят к тому, что непосредственное построение кривой свободной поверхности на основании дифференциального уравнения неравномерного движения воды в случае естественного русла не представляется возможным. Поэтому существует большое число методов приближенного построения кривой свободной поверхности.

Заданное русло разбивается на отдельные участки, в пределах которых кривую свободной поверхности считают прямой линией, имеющей тот или другой уклон. При построении кривой подпора протяженность рассматриваемого участка реки ограничивают створом плотины и створом в конце водохранилища, расположенным вне зоны подпора.

Для каждого участка принимаются заданными (и постоянными на всем участке) форма поперечного и продольного профиля русла, коэффициент шероховатости русла и кривые связи.

Число расчетных участков реки намечают в зависимости от наличия исходной информации по каждому из них и уклона дна. При больших уклонах следует стремиться к сокращению длины участков (увеличивая их число), гидравлические характеристики которых принимаются по интерполяции. Падение уровня на участке не должно превышать 0,5—1 м.

Рис. 3.9. Кривые зависимости расхода воды от уровня при наличии подпора



Задача построения кривой свободной поверхности для заданного участка реки (водохранилища) заключается в нахождении отметок уровня воды в рассматриваемых сечениях при заданных значениях расхода воды. Для построения кривой подпора, кроме того, принимается заданная отметка в створе плотины (рис. 3.9).

Уровень воды в зимних условиях (при наличии ледяного покрова) в зависимости от расхода определяется по кривой $Q=Q(z)$, построенной для открытого русла, с введением в значения расхода воды поправочного коэффициента на зимние условия $k_з$. Фиктивный расход (летний) $Q_л$, для которого по этой кривой определяется уровень воды, находится по формуле

$$Q_л = \frac{Q_з}{k_з}, \tag{3.16}$$

где $Q_з$ — фактический расход воды в зимних условиях; $Q_л$ — фиктивный расход воды, который используется для определения уровня воды в зимних условиях.

Значение $k_з$ всегда меньше единицы и зависит от следующих факторов: степени стеснения русла ледяным покровом и шугой; характера образования ледяного покрова и его состояния, расхода воды, формы живого сечения и т. д. Значения $k_з$ для данного створа меняются как по годам, так и в течение зимы.

Гидрологические расчеты проводят для определения характеристики реки как объекта водохозяйственного и энергетического использования. Основным методом гидрологических расчетов для определения характеристики речного стока является использование и обобщение материалов гидрометрических наблюдений на данной реке за длительный период. При этом принимается, что условия формирования стока на период эксплуатации гидроэнергетического объекта будут те же, что и в предшествующие строительству годы. Если гидрометрические наблюдения в створе реки являются кратковременными, то следует использ-

зовать данные наблюдений за стоком в других створах на этой же реке или же данные по другим рекам, находящимся в аналогичных физико-географических условиях. Такие реки и створы, используемые для удлинения или восстановления ряда наблюдений на рассматриваемом участке реки, носят название река- или створ-аналог.

При отсутствии данных гидрометрических наблюдений гидрологические характеристики определяют с использованием данных по ближайшим к данному створу рекам-аналогам с учетом разницы в площадях водосборов и физико-географических особенностей. Кроме того, используют эмпирические формулы и карты изолиний различных характеристик стока. Методы косвенной оценки характеристик стока не учитывают индивидуальных особенностей изучаемой реки и, как правило, приводят к существенным погрешностям. Поэтому при необходимости определения гидрологических характеристик рек на них открывают гидрометрические станции или водомерные посты.

Методы гидрологических расчетов базируются на представлении речного стока как случайного процесса, поскольку закономерности его изменения из-за сложности и малой изученности влияющих на него факторов мы еще не знаем. Рассмотрение гидрологических явлений как случайных дает возможность применить к ним законы теории вероятностей и математической статистики.

Речной сток при его представлении вероятностным процессом может быть описан соответствующей функцией распределения вероятностей $p(x)$, определяющей вероятность того, что случайная величина ξ (в гидрологии любая гидрологическая характеристика, например, годовой сток, максимальный в году расход и т. д.) будет больше некоторого данного значения x. В теории вероятностей функция распределения $p(x)$ определяется при условии, что случайная величина ξ будет меньше некоторого значения x:

$$p(x)=p(\xi<x). \tag{3.17}$$

Функция распределения в гидрологии является убывающей функцией x в интервале от 0 до 1

$$p(x_1)>p(x_2) \quad \text{при} \quad x_1<x_2. \tag{3.18}$$

В гидрологии эту характеристику обычно называют кривой обеспеченности.

Функция распределения может быть выражена через плотность распределения вероятностей:

$$p(x)=\int_x^\infty f(x)dx. \tag{3.19}$$

Здесь принято, что случайная величина x заключена в интервале от $-\infty$ до $+\infty$. Графически кривая обеспеченности представлена на рис. 3.10. Связь между кривой обеспеченности гидрологической характеристики $p(x)$ с функцией распределения $F(x)$ определяется выражением

$$p(x)=1-F(x)=\int_x^\infty f(x)dx. \tag{3.20}$$

Определение закона распределения вероятностей конкретной гидрологической характеристики сводится к выбору типа кривой распределения и оценке параметров распределения для выбранного типа кривой. Эти задачи являются взаимосвязанными, поскольку применимость отдельных методов оценки параметров зависит от выбранного типа кривой распределения.

При выборе типа кривой распределения необходимо определить область изменения рассматриваемой гидрологической характеристики, например годового стока реки в конкретном створе. Как правило, для гидрологических характеристик эта область ограничивается от нуля до бесконечности.

Ограничение нулем объясняется тем, что теоретически имеется возможность полного пересыхания или же перемерзания реки. Такая возможность для малых рек и рек, протекающих в суровых климатических условиях, подтверждается данными наблюдений.

Ограничение сверху определить сложнее, поскольку нет данных, позволяющих фиксировать возможный в историческом аспекте максимальный расход воды. Неопределенность максимального расхода обычно учитывают применением верхнего предела равным бесконечности с обеспеченностью, равной нулю. Такое допущение не противоречит физической сущности явления.

Для распространения закономерности колебаний речного стока, наблюденных в прошлом, на будущий период эксплуатации гидроэнергетического объекта случайному процессу, аппроксимирующему колебания, приписывают свойства стационарности и эргодичности.

Стационарность стокового процесса означает, что его вероятностные характеристики не зависят от времени, а корреляционная функция зависит только от разности своих аргументов во времени.

Эргодичность означает, что любая достаточно длительная реализация случайного процесса в определенной степени отражает закономерности, присущие процессу в целом. Допущение об эргодичности процесса колебаний речного стока позволяет рассматривать наблюденный стоковый ряд как репрезентативный (представительный) по отношению ко всему стоковому процессу в данном створе. Стационарность процесса является необходимым условием эргодичности, другими словами, существуют процессы стационарные, но не эргодичные.

Свойство стационарности гидрологических рядов годового стока иллюстрируется примером, приведенным на рис. 3.11. Здесь представлены кривые обеспеченности годового стока р. Днепра,

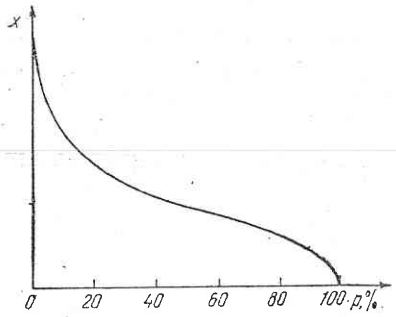


Рис. 3.10. Кривая обеспеченности p случайной величины x

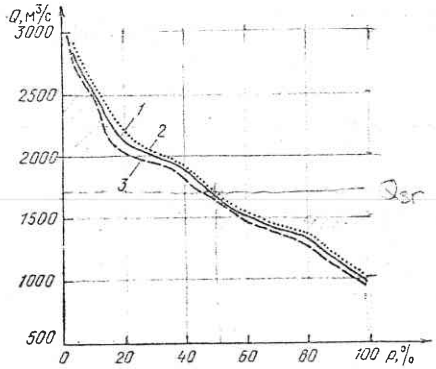


Рис. 3.11. Кривые обеспеченности годового стока Q р. Днепра у с. Лоцманская Каменка:
1 — 1852—1952 гг.; *2* — 1852—1903 гг.; *3* — 1904—1955 гг.

построенные по данным, относящимся к разным периодам наблюдений за стоком. Как видно из рис. 3.11, кривые обеспеченности устойчивы и мало изменяются. Эта особенность к сохранению характеристик вне зависимости от разбивки ряда позволяет рассматривать процесс годового стока как эргодичный.

В гидрологических расчетах используют теоретические кривые распределения вероятностей разных типов.

Наибольшее распространение в гидрологии получило трехпараметрическое гамма-распределение Крицкого—Менкеля, которое названо в честь авторов, его предложивших.

Аналитически кривая этого типа записывается в следующем виде:

$$F(x)=\begin{cases}\text{при } x\geqslant 0\\ \left[\dfrac{\Gamma(\gamma+b)}{\Gamma(\gamma)}\right]^{\frac{\gamma}{b}}\dfrac{1}{\Gamma(\gamma)\bar{X}b}\displaystyle\int_0^x e^{-\left[\frac{\Gamma(\gamma+b)t}{\Gamma(\gamma)\bar{X}}\right]^{\frac{1}{b}}}\left(\frac{t}{x}\right)^{\frac{\gamma}{b}-1}dt;\\ \text{при } x<0\\ 0,\end{cases}\qquad(3.21)$$

где $\bar{X}$ — средняя величина; γ, b — параметры, каждому сочетанию которых соответствуют определенные значения коэффициента вариации C_v и коэффициента асимметрии C_s; $\Gamma(\gamma)$ — гамма-функция Эйлера.

Кроме трехпараметрического гамма-распределения в гидрологических расчетах используют теоретические кривые распределения других типов: распределение Пирсона III типа, нормальное распределение или распределение Гаусса, логарифмически нормальное распределение и т. д. Более подробную

информацию по этим вопросам можно найти в специальной литературе по гидрологии.

Точность теоретических кривых распределения зависит от числа учитываемых параметров. Задача гидрологических расчетов и заключается в определении этих параметров, причем желательно определить эти параметры так, чтобы они были близки к тем параметрам речного стока, которые будут иметь место на рассматриваемых реках в течение расчетного периода эксплуатации ГЭС. Поскольку период наблюдения за стоком ограничен, то любые оценки параметров распределения стока являются случайными.

Применительно к гидрологическим расчетам существует несколько критериев оценки качества параметров — состоятельность, несмещенность и эффективность.

Состоятельность подразумевает сходимость оценки по вероятности с увеличением объема выборки n, что приводит к повышению точности оценки при удлинении периода наблюдений за стоком.

Несмещенность состоятельных оценок подразумевает равенство центрального значения параметра по выборке истинному ее значению для генеральной совокупности (или ряду бесконечной длительности). Для оценки меры качества используют дисперсию оценки, характеризующую степень отклонения параметра от истинного значения.

Эффективность оценки параметра определяется при наличии нескольких методов оценки. При этом оценка считается эффективной, если она обладает наименьшей дисперсией.

В гидрологических расчетах наибольшее распространение получил метод моментов. Теоретические кривые обеспеченности, получившие наибольшее распространение в гидрологических расчетах, определяют параметрами: средней величиной $\bar{X}$, коэффициентом вариации C_v, коэффициентом асимметрии C_s. Влияние параметров на форму кривой обеспеченности приведено на рис. 3.12 и 3.13. Параметры выражаются через первые три момента x следующими зависимостями:

$$\bar{X}=\frac{\sum_{i=1}^{n}x_i}{n};\qquad(3.22)$$

$$C_v=\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(\bar{x}_i-\bar{x})^2}{\bar{x}^2(n-1)}};\qquad(3.23)$$

$$C_s=\frac{\sum_{i=1}^{n}(\bar{x}_i-\bar{x})^3 n}{\sigma^3(n-1)(n-2)}.\qquad(3.24)$$

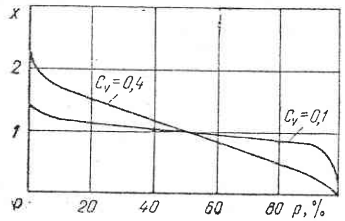


Рис. 3.12. Влияние коэффициента вариации C_v на форму кривой обеспеченности при $C_s=0$

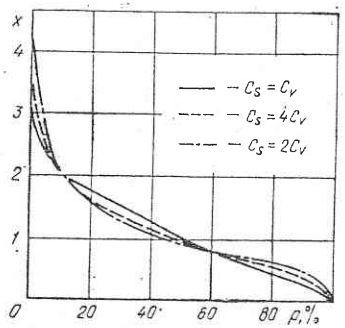


Рис. 3.13. Влияние коэффициента асимметрии C_s на форму кривой обеспеченности

Другими характеристиками, имеющими важное значение при статистической оценке параметров, являются дисперсия D и стандарт σ. Эти характеристики определяются из следующих соотношений:

$$D=\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(\bar{x}_i-\bar{x})^2;\quad \sigma=\sqrt{D};\quad C_v=\sigma/\bar{x}. \tag{3.25}$$

Показатели C_v, D и σ описывают степень отклонения изучаемой величины от среднего значения. При этом *коэффициент вариации характеризует отклонения в относительных единицах* (в долях от среднего значения), стандарт характеризует отклонения в тех же единицах, что и колеблющаяся величина (например, для оценки характера колебаний расходов — м³/с, объемов стока — км³ и т. д.).

Коэффициент асимметрии характеризует степень асимметричности распределения. Для надежного вычисления коэффициента асимметрии по формуле (3.24) необходимо располагать весьма длительным рядом наблюдений, что практически невозможно. Поэтому обычно коэффициент C_s принимается кратным значению C_v, т. е.

$$C_s=\alpha C_v.$$

Значение α для различных гидрологических характеристик принимается различным. Для среднегодовых расходов, как правило, $C_s=2C_v$, для максимальных расходов $C_s=(3\div4)C_v$.

Для построения эмпирической кривой обеспеченности каждому члену ряда, ранжированному в убывающем порядке, присваивается обеспеченность, определяемая по формуле

$$p=\frac{m}{n+1}100\%, \tag{3.26}$$

где m — порядковый номер члена ряда, ранжированного в убывающем порядке; n — число членов ряда.

Так как длительность периода наблюдений за стоком ограничена, для определения точности выборочной оценки параметров

используются выражения стандартных ошибок выборочных оценок параметров:

стандартная ошибка средней величины $\bar{X}$

$$\sigma_{\bar{X}}=\sigma/\sqrt{n}. \tag{3.27}$$

стандартная ошибка коэффициента изменчивости

$$\sigma_{C_v}=\sqrt{\frac{1+C_v^2}{2n}}; \tag{3.28}$$

стандартная ошибка коэффициента асимметрии

$$\sigma_{C_s}=\sqrt{\frac{6}{n}(1+6C_v^2+5C_v^4)}. \tag{3.29}$$

Указанные выражения выведены при предположении, что сток колеблется по закону биноминальной кривой при $C_s=2C_v$ (кривая Пирсона III типа).

Относительная среднеквадратическая ошибка расчетного значения исследуемой гидрологической характеристики нормируется и должна не превышать 10%. При превышении продолжительность периода наблюдений считается недостаточной для надежной оценки параметров теоретической кривой обеспеченности. В этом случае требуется привлечение дополнительных данных с использованием рек-аналогов. Для удлинения ряда наблюдений применяются два метода — графический и аналитический с использованием теории корреляции.

В условиях, когда не удается подобрать реку-аналог с длительным периодом наблюдений или же корреляционная связь между рекой-аналогом и имеющимся рядом наблюдений за стоком на рассматриваемой реке невысокая ($r<0,8$), используют методы статистического моделирования гидрологических рядов.

Необходимость такого моделирования может возникнуть также при каскадном регулировании стока, когда период совместного наблюдения за стоком в створах ГЭС на реке оказывается недостаточным для надежного определения водноэнергетических показателей работы каскада ГЭС.

3.4. МЕТОДЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ГИДРОЛОГИИ

При проектировании и эксплуатации сложных энергетических и водохозяйственных систем, в составе которых имеются отдельные ГЭС или каскады ГЭС с емкими водохранилищами, необходимо проведение специальных водноэнергетических и водохозяйственных расчетов. Эти расчеты часто называют расчетами регулирования речного стока водохранилищами ГЭС. Для их проведения используются данные о последовательности изменения стока во времени, которые получают либо в виде натурных рядов наблюдения за стоком, либо искусственных гидрологических ря-

дов, смоделированных с помощью метода статистических испытаний или статистического моделирования (метода Монте-Карло).

Математические закономерности изменения стока во времени изучаются с помощью методов теории временных рядов и теории случайных функций. Наибольшее распространение в гидрологии получило применение стационарных случайных функций или процессов. Такие процессы протекают во времени однородно, они имеют вид случайных колебаний вокруг некоторого среднего значения. При этом ни средняя амплитуда, ни общий характер колебаний не обнаруживают существенных изменений с течением времени. Именно так из года в год происходят изменения стока большинства рек страны, водосборные бассейны которых не нарушены хозяйственной деятельностью человека.

Следует отметить, что при рассмотрении среднегодового стока по существу приходится использовать одну реализацию случайного процесса — ряд наблюдений. Однако ввиду того, что стационарный случайный процесс протекает во времени достаточно однородно, эта единственная реализация может служить исходным материалом для получения необходимых характеристик случайной функции. *Случайные функции, для которых одна реализация при обработке может заменить множество реализаций той же продолжительности, называют эргодичными* (см. § 3.3).

Для статистического моделирования гидрологических рядов с годовым интервалом осреднения, кроме построения кривых распределения вероятностей речного стока и оценки их параметров (§ 3.3), требуется также знать автокорреляционные функции гидрологических рядов или их трансформацию — автоспектральную функцию.

Для вычисления коэффициентов корреляции в автокорреляционной функции применяют уравнение

$$r_\tau = \frac{\sum_{i=1}^{n-\tau} (Q_i - \bar{Q}_i)(Q_{i+\tau} - \bar{Q}_{i+\tau})}{\sigma_i \sigma_{i+\tau} (n - \tau - 1)}, \qquad (3.30)$$

где n — число членов ряда; τ — порядок сдвига, изменяющийся от 0 до m ($\tau = 0, 1, 2, \ldots, m$); Q_i — расход воды, включающий значения от $Q_i = Q_1$ до $Q_i = Q_{n-\tau}$; $\bar{Q}_i$ и σ_i — среднее значение расходов воды и стандарт для этой части ряда наблюдений (от 1 до $n-\tau$); $Q_{i+\tau}$ — расход воды, включающий значения от $Q_{i+\tau}$ до Q_n; $\bar{Q}_{i+\tau}$ и $\sigma_{i+\tau}$ — среднее значение расходов воды и стандарт для этой части ряда наблюдений (от $i+\tau$ до n).

В зависимости от вычисленных по ряду наблюдений за стоком реки коэффициентов корреляции в автокорреляционных функциях с учетом точности оценки этих коэффициентов по коротким выборкам в гидрологии применяют различные математические модели речного стока.

Следует заметить, что *достаточным условием эргодичности стационарной случайной функции является приближение ее автокорреляционной функции к нулю при возрастании промежутка τ в формуле* (3.30).

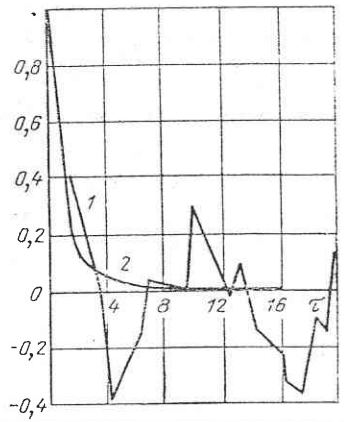


Рис. 3.14. Автокорреляционная функция гидрологического ряда р. Нарына (г. Уч-Курган): *1* — эмпирические данные; *2* — простая цепь Маркова

В колебаниях годового стока прослеживается тенденция к образованию группировок лет с повышенной или пониженной водностью. Однако в чередовании этих группировок трудно уловить отчетливо выраженную периодическую закономерность, а генетические причины образования их не представляются достаточно ясными. Поэтому в практике водохозяйственных и водноэнергетических расчетов в СССР получило широкое распространение представление многолетних колебаний стока рек как случайного процесса, описываемого математически цепями Маркова.

В простейшей форме марковских цепей, наиболее часто используемых в настоящее время в водохозяйственных расчетах, учитывается корреляционная связь только между непосредственно смежными членами гидрологического ряда. Эта связь имеет достаточно ясный физический смысл. Она характеризует «инерцию» в колебаниях стока рек, являющуюся следствием зависимости годового стока от наличия на водосборе реки запасов воды, образующих более или менее значительные остатки, переходящие из года в год. Другой важной причиной коррелированности стока во времени может быть влияние на него испарения с поверхности водосборного бассейна.

Корреляционная функция простого марковского процесса представлена на рис. 3.14. Для вычисления коэффициентов автокорреляции в простой марковской цепи используется выражение

$$r_\tau = r_1^\tau, \qquad (3.31)$$

где r_1 — коэффициент корреляции между непосредственно смежными членами гидрологического ряда.

Самой простой моделью колебаний годового стока в расчетах его многолетнего регулирования в водохранилищах является модель, в которой отсутствует связь между стоками смежных лет. Эта простейшая модель в течение ряда лет широко использовалась в водохозяйственной практике. Затем она уступила место модели простой цепи Маркова со средним коэффициентом корреляции между стоками смежных лет рек СССР, равным $r_1 = 0{,}3$. При возможности получить по ряду наблюдений достаточно точную оценку индивидуального коэффициента корреляции между стоками смежных лет его используют в модели простой цепи Маркова при проведении водохозяйственных расчетов. В некоторых особо сложных случаях для моделирования используют многозвенные марковские цепи, в основе которых лежат автокорреляционные функции гидрологических рядов.

Математические модели, используемые в гидрологии, существенно зависят от вида функций распределения вероятностей годового стока рек, принятых для описания его колебаний. В соответствии с видом функций распределений вероятностей в разных моделях используются и различные виды корреляции. Наиболее разработанной в математике является нормальная корреляция (3.30).

В некоторых очень сложных случаях для упрощения в гидрологии используется прием трансформации гидрологических величин к нормальному распределению вероятностей. Указанные трансформации становятся особенно эффективными при переходе от годового шага дискретизации к месячному или декадному, а также при рассмотрении в водноэнергетических расчетах одновременно нескольких притоков или рек.

Основной целью использования искусственных гидрологических рядов, смоделированных по методу Монте-Карло, является всесторонний анализ будущей работы водохозяйственной системы с ГЭС и водохранилищами многолетнего регулирования речного стока. Статистическая имитация работы системы позволяет найти оптимальные режимы ее эксплуатации в условиях различной водности рек, в том числе и экстремальной, а также оценить точность проведения водохозяйственных расчетов и точность определения параметров самой системы. Наибольшее значение моделирование речного стока имеет при многолетнем его регулировании и в расчетах начального наполнения водохранилищ.

Применение метода Монте-Карло для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов практически невозможно без использования современных ЭВМ. Для моделирования любого заданного случайного процесса с помощью метода Монте-Карло на ЭВМ необходимо воспроизводить последовательности случайных чисел, соответствующих некоторым заданным законам распределения вероятностей.

Обычно для того, чтобы получить значение случайной величины с заданным законом распределения, используют равномерно распределенные случайные числа.

Математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение равномерно распределенных в интервале 0—1 случайных чисел соответственно равны

$$\bar{\xi} = 0{,}5; \quad \sigma_\xi = \frac{1}{2\sqrt{3}} \approx 0{,}28868. \tag{3.32}$$

Для всех серийных отечественных ЭВМ разработаны программные датчики получения равномерных случайных чисел, которые прошли необходимую статистическую проверку и могут быть использованы в проектных проработках и исследованиях без дополнительных испытаний.

Для моделирования случайных чисел и процессов с любым заданным законом распределения вероятностей может быть использовано основное соотношение, связывающее случайные числа с любым законом распределения и числа, имеющие равномерное распределение в интервале 0—1.

Процедура преобразования равномерно распределенных в интервале 0—1 случайных чисел ξ_i в случайные числа x_i с заданным законом распределения $f(x)$ сводится к решению относительно x_i уравнения

$$\int_{-\infty}^{x_i} f(x)\,dx = \xi_i. \tag{3.33}$$

Необходимо отметить, что в большинстве случаев уравнение (3.33) точно не решается относительно x_i (в том числе и при нормальном распределении). Поэтому обычно используют приближенные приемы указанного преобразования случайных чисел.

В частности, для нормального распределения с математическим ожиданием a и среднеквадратическим отклонением σ

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}}. \tag{3.34}$$

Случайные числа x_i получают в виде сумм последовательных случайных чисел ξ_i, имеющих равномерное распределение в интервале 0—1:

$$x_i = \xi_1 + \xi_2 + \ldots + \xi_n. \tag{3.35}$$

Сумма (3.35) имеет распределение, близкое к нормальному, уже при сравнительно небольших значениях n ($n = 5 \div 8$). *Для улучшения асимптотической нормальности случайных чисел часто используют специальные преобразования.* Они подробно описаны в математической литературе.

Для логарифмически-нормального распределения случайных чисел с математическим ожиданием M и дисперсией D вычисляют:

параметры

$$a = \ln(M/\sqrt{1 + D/M^2}); \tag{3.36}$$

$$\sigma = \sqrt{\ln(1 + D/M^2)}; \tag{3.37}$$

нормально распределенную случайную величину x с математическим ожиданием a и с дисперсией σ^2;

логарифмически-нормальную случайную величину с заданными параметрами с помощью выражения

$$\eta = e^x. \tag{3.38}$$

Для других распределений способы приближенного преобразования случайных чисел на ЭВМ иные. Наибольшего распространения получили следующие: решение уравнения (3.33) посредством аппроксимации подынтегральной

функции полиномами или другими функциями, обеспечивающими удобство преобразования случайных чисел;

случайная выборка из таблиц, содержащих заблаговременно рассчитанные решения уравнения (3.33) — так называемое «перемешивание таблиц»;

численное решение уравнения (3.33) в процессе преобразования случайных чисел.

Наиболее часто используется в гидрологии второй способ. Этому способствовало наличие широко распространенных в гидрологии и гидроэнергетике таблиц ординат кривых обеспеченности (§ 3.3).

Если годовой сток реки считать независимым событием, то использование указанных таблиц для моделирования искусственного стокового ряда чрезвычайно просто. Для этого, приравнивая последовательно каждое случайное равномерно распределенное число ξ_i к обеспеченности p_i, при заданной норме стока $\bar{Q}$, коэффициентах вариации C_v и асимметрии C_s по соответствующей таблице, можно получить последовательность расходов с помощью следующего выражения:

$$Q_i = \bar{Q} K_{p_i}(\xi_i = p_i;\ C_v;\ C_s), \tag{3.39}$$

где K_{p_i} — ордината кривой обеспеченности, которая определяется по таблице ординат в зависимости от случайного равномерно распределенного числа ξ_i и коэффициента вариации C_{v_i}.

Если таблицы значений кривой обеспеченности для разных соотношений C_s и C_v приводятся в виде отклонений ординат кривой от середины, то расчетное выражение для моделирования стока приобретает вид

$$Q_i = \bar{Q} + \sigma \Phi_i(\xi_i = p_i;\ C_s), \tag{3.40}$$

где $\sigma = \bar{Q} C_v$ — стандарт; Φ_i — отклонение ординаты кривой от середины, которое зависит от C_s и p_i.

Следует заметить, что, используя одну строку таблицы отклонений для $C_s = 0$, можно по уравнению (3.40) производить моделирование величин, подчиняющихся нормальному закону распределения вероятностей. Если вместо расходов использовать их логарифмы, то можно моделировать ряды с логарифмически-нормальным законом распределения вероятностей.

Для моделирования простых цепей Маркова в двух последних случаях с помощью случайной выборки из таблиц ординат применяют уравнение линейной нормальной регрессии. При этом допускается, что условные функции имеют распределение того же вида, что и безусловные.

Уравнение для моделирования имеет вид

$$Q_i = [\bar{Q} + r_1 (Q_{i-1} - \bar{Q})] K_{p_i}(\xi_i = p_i;\ C_{v_i}). \tag{3.41}$$

Здесь r_1 — коэффициент корреляции между смежными членами ряда; Q_{i-1} — расход воды в реке за предыдущий год.

Условный коэффициент вариации определяется из уравнения

$$C_{v_i}^{усл} = \frac{\sigma \sqrt{1 - r_1^2}}{\bar{Q} + r_1 (Q_{i-1} - \bar{Q})}. \tag{3.42}$$

При использовании более сложных законов распределения вероятностей (двух- и трехпараметрическое гамма-распределение и др.) выражения для статистического моделирования гидрологических рядов существенно усложняются. Еще более сложными становятся методы моделирования гидрологических рядов в нескольких створах одновременно. В этом случае приходится учитывать как корреляционные связи между притоками, так и автокорреляцию каждого ряда в отдельности.

В основе получения на ЭВМ коррелированных процессов с различными законами распределения вероятностей обычно лежат коррелированные процессы с нормальным распределением. Это объясняется тем, что при любых линейных преобразованиях независимых нормально распределенных чисел свойство нормальности распределений сохраняется. Трехшаговая схема моделирования случайных коррелированных процессов с отличным от нормального распределением состоит из следующих этапов:

выявление зависимости между коэффициентами корреляции нормальной последовательности (в общем случае вектор-процесса) и последовательности (вектор-процесса) с заданным распределением;

получение нормально распределенной последовательности (вектор-процесса) с заданной корреляцией; методы, алгоритмы и программы на ЭВМ для получения таких последовательностей с помощью преобразования независимых нормально распределенных последовательностей в интервале 0—1 хорошо разработаны;

преобразование коррелированной нормальной последовательности (вектор-процесса) в последовательность с заданным распределением.

Для упоминавшихся выше логарифмически-нормального, двух- и трехпараметрического гамма-распределения составлены программы, реализующие приведенную трехшаговую схему статистического моделирования гидрологических рядов. Они используются в проектной практике при проектировании режимов и параметров энергетических систем, каскадов и отдельных гидроэлектростанций.

3.5. ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОГНОЗЫ

Для наиболее полного использования водных ресурсов и рационального планирования режима работы водохранилищ в водохозяйственных системах и гидроэлектростанций в энергетических системах необходимо знание будущего режима реки если не на весь период эксплуатации ГЭС, то хотя бы на некоторый отрезок времени вперед. Значение предвидения режима речного стока или гидрологических прогнозов чрезвычайно велико, причем оно тем больше, чем длительнее срок, на который дается прогноз.

Прогноз дает возможность при планировании работы ГЭС учесть особенности предстоящего гидрологического режима, правильно построить работу водохранилищ, принять заблаговременно меры против угрожающих наводнений и т. п. Так, важное значение имеет прогноз объема половодья, зная который можно принять меры для того, чтобы избежать чрезмерных холостых

сбросов в многоводные годы и избежать риска ненаполнения водохранилищ в маловодные.

В СССР гидрологические прогнозы разрабатываются организациями Государственного комитета СССР по гидрометеорологии и сосредоточены в основном в специальном Гидрометеорологическом центре.

Для различных отраслей народного хозяйства — энергетики, водного транспорта, орошения представляет интерес прогноз различных элементов гидрологического режима: ход колебаний уровней воды, режим и объем стока за разные интервалы времени (год, квартал, месяц, декаду, сутки), условия и сроки вскрытия и замерзания рек, объемы стока за характерные для эксплуатирующих организаций отрезки времени, объем половодий, объем стока за вегетационный период и т. д.

Гидрологические прогнозы публикуются в специальных бюллетенях, которые направляются во все заинтересованные в них организации.

В практике проектирования обычно бывают достаточными и имеющиеся гидрологические наблюдения за элементами режима стока. При проектировании гидрологические прогнозы играют, как правило, вспомогательную роль.

Обоснование многих параметров гидротехнических сооружений и гидроэлектростанций мало зависит от оправдываемости гидрологических прогнозов. Для такого обоснования обычно бывает достаточно гидрологической информации, накопленной при проведении систематических наблюдений за речным стоком. Практически не применимы гидрологические прогнозы и при проведении и обосновании многолетнего регулирования речного стока водохранилищами.

В общем случае при использовании гидрологических прогнозов в гидроэнергетике и регулировании речного стока водохранилищами следует иметь в виду, что если заблаговременность прогнозов существенно меньше цикла регулирования (§ 4.3), то гидрологические прогнозы при эксплуатации ГЭС могут играть лишь вспомогательную роль.

При существующей заблаговременности гидрологические прогнозы имеют большое значение и бывают очень эффективными при решении задач краткосрочного (суточного, сезонного) регулирования речного стока. Для этого прогнозы должны обладать определенной заблаговременностью и приемлемой точностью.

В настоящее время прогнозы гидрологических явлений ближайшего будущего опираются, как правило, на эмпирические зависимости связи этих явлений с некоторыми характеристиками предшествующей гидрометеорологической обстановки. Заблаговременность гидрологических прогнозов при условии сохранения приемлемой их точности выражается обычно в днях, неделях и, редко, в месяцах. Для того чтобы подготовить водохранилище ГЭС к принятию ожидающихся избытков воды или, наоборот, принять меры к наступлению маловодного периода, необходимо

время. Чем времени больше, т. е. чем заблаговременнее прогноз, тем полнее может быть проведена подготовка.

В настоящее время в СССР ежегодно выпускается свыше 11 тысяч долгосрочных и свыше 100 тысяч краткосрочных гидрологических прогнозов и предупреждений. Практически все прогнозы являются специализированными для отдельных отраслей народного хозяйства. Для гидроэнергетики наибольшее значение имеют долгосрочные прогнозы или сведения об ожидаемой водности рек в предстоящем сезоне, квартале и месяце, об ожидаемых сроках появления льда и ледостава, сроках вскрытия рек в начале половодья и т. д. Максимальная заблаговременность гидрологических прогнозов для гидроэнергетики не превышает 3—5 мес, а наиболее точными из долгосрочных являются прогнозы на 1 мес вперед.

Для наиболее крупных водохранилищ страны обеспеченность ошибки квартальных и месячных прогнозов, равной $\pm 20\%$, составляет для разных рек от 75 до 90%. Это означает, что в одном случае из четырех — десяти ошибка прогноза может превосходить 20% прогнозируемого значения.

В основе указанных гидрологических прогнозов лежат различные, соответствующие условиям стокообразования методы прогноза. При их применении используют самые разные исходные данные: снегозапасы в бассейне реки, уровни грунтовых вод и т. п. Круг используемых исходных данных и сами методы прогноза гидрологических явлений постоянно совершенствуются. Особое внимание уделяется увеличению точности гидрологических прогнозов, которые регулярно выдаются Гидрометцентром СССР.

Во многих организациях страны ведутся интенсивные поиски и научные исследования увеличения заблаговременности гидрологических прогнозов. Особое внимание уделяется сверхдолгосрочным прогнозам стока рек с заблаговременностью в один год. Для сверхдолгосрочных прогнозов обычно используют информацию о настоящем и прошлом стоке данной реки.

Для оценки точности таких сверхдолгосрочных гидрологических прогнозов используют следующее выражение:

$$\mu = \sqrt{1 - \left(\frac{\sigma'}{\sigma}\right)^2}, \qquad (3.43)$$

где σ — безусловный стандарт прогнозируемого значения за некоторый период проверки качества прогноза, за который был вычислен и средний стандарт ошибки прогноза σ'. Чем больше значение μ, тем лучше прогноз.

Для иллюстрации возможных методов сверхдолгосрочных прогнозов перечислим самые простые из них, разработанные для случайных процессов с нормальным распределением вероятностей.

Прогноз по последнему значению основан на элементарном принципе «завтра так же, как сегодня». Очевидная простота такого прогноза оплачивается его очень низкой точностью

(дисперсия ошибки прогноза приближается к удвоенной дисперсии самого процесса).

Прогноз по математическому ожиданию состоит в том, что в любой момент времени прогнозируется среднее значение процесса. В этом случае дисперсия ошибки равна дисперсии процесса, т. е. вдвое меньше ошибки прогноза по последнему значению.

Прогноз на основе корреляционной функции базируется на знании некоторой предыстории процесса, его среднего значения и корреляционной функции. При использовании двух и более точек предыстории этот прогноз становится более эффективным, чем упомянутые выше. Однако для большинства рек страны эти, как и многие другие сверхдолгосрочные прогнозы речного стока (базирующиеся на самообучающихся алгоритмах, на учете изменений солнечной активности и общей циркуляции атмосферы и т. д.), не дали результатов, отвечающих требованиям Гидрометцентра к точности гидрологических прогнозов. Поэтому сверхдолгосрочные прогнозы стока рек с заблаговременностью даже на один год вперед далеки еще от возможности их практического использования в гидроэнергетике.

Для гидроэлектростанций, работающих на водотоке, а также имеющих водохранилища суточного или недельного регулирования стока большое значение при планировании режима их работы имеют краткосрочные прогнозы стока.

3.6. ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Разные водноэнергетические задачи требуют определенной гидрологической информации. Рассмотрим некоторые из них.

1. Расчеты пропуска высоких половодий и паводков через гидроузел. Правила работы водопропускных сооружений гидроузла в период половодья и паводка могут оказывать существенное влияние на водноэнергетические показатели ГЭС. Это влияние связано со снижением напора на ГЭС и, как следствие, с уменьшением располагаемой по напору мощности ГЭС (§ 5.4). Снижение напора объясняется с одной стороны, сработкой водохранилища перед половодьем, с другой стороны — повышением уровня нижнего бьефа во время сброса максимальных расходов воды. На низконапорных ГЭС в этот период возможна существенная потеря мощности, вплоть до полной остановки электростанции.

Для количественной оценки условий пропуска высоких половодий проводятся водохозяйственные расчеты регулирования половодий с помощью водохранилища (гл. 11 и 20). Основной задачей расчетов является определение максимальных уровней водохранилища и расходов воды в нижний бьеф гидроузла.

В качестве исходной информации для проведения этих расчетов используется гидрограф половодья или паводка расчетной обеспеченности или вероятности превышения.

Таблица 3.1. Расчетная вероятность превышения максимальных расходов воды

Расчетный случай	Ежегодная вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды в зависимости от класса сооружения			
	I	II	III	IV
Основной	0,1	1	3	5
Поверочный	0,01*	0,1	0,5	1

* С гарантийной поправкой.

Расчетная вероятность превышения максимального расхода воды принимается в зависимости от класса сооружений (табл. 3.1).

Классы сооружений определяются в зависимости от оценки последствий при аварии или нарушении эксплуатации. Оценка последствий при аварии гидротехнических сооружений производится с учетом: наличия в нижнем бьефе городов, населенных пунктов, предприятий и объектов народного хозяйства, транспортных магистралей и т. д.; наибольшей высоты водоподпорных сооружений и объемов водохранилища; геологического строения основания, сейсмичности района, топографического строения долины и др. Кроме того, учитывается ущерб народному хозяйству от перерыва в снабжении населения и предприятий водой, электроэнергией, остановки водного транспорта, прекращения поливов сельскохозяйственных угодий и т. д.

К расчетным значениям максимального расхода воды $Q_{p\%}$ вероятности превышения $p=0{,}01\%$ прибавляют гарантийную поправку $\Delta Q_{p\%}$, определяемую по формуле

$$\Delta Q_{p\%} = \frac{aE_{p\%}}{\sqrt{n_{\text{пр}}}} Q_{p\%}, \qquad (3.44)$$

где a — коэффициент, характеризующий гидрологическую изученность рек, для гидрологически изученных рек $a=1$, для слабо изученных рек $a=1{,}5$; $n_{\text{пр}}$ — число лет наблюдений с учетом приведения к многолетнему периоду; $E_{p\%}$ — среднеквадратическая ошибка расчетного расхода воды ежегодной вероятности превышения $p=0{,}01\%$, определяемая отдельным расчетом.

На реках с каскадным расположением гидроэлектростанций расчетный расход воды проектируемой ГЭС определяется с учетом ее расположения в каскаде, полезного объема водохранилища, правил эксплуатации гидросооружений и водохранилищ каскада и пропускной способности эксплуатируемых и строящихся гидроузлов.

Форма расчетного гидрографа принимается по аналогии с наблюденными гидрографами. При этом выбирается наиболее трудный случай пропуска максимального расхода через сооружения гидроузла.

При эксплуатации ГЭС задача пропуска максимальных расходов воды решается с использованием гидрологических прогнозов. Исходными характеристиками, прогноз которых необходимо

иметь, являются: объем и прогнозный гидрограф половодья с примерной датой начала интенсивного подъема уровня воды в реке. Заблаговременность прогноза объема половодья должна быть тем выше, чем больше значение прогнозируемой характеристики. Кроме того, во время половодья разрабатываются краткосрочные прогнозы притока воды. В качестве прогнозируемой характеристики используются среднесуточный приток воды и средний приток за пятидневку или декаду. Управление режимом работы водохранилищ ГЭС в период пропуска максимальных расходов подчинено задаче обеспечения максимальной безопасности основных сооружений.

2. Расчет совместного режима работы гидроэлектростанций в энергосистемах. В энергетических системах связи между объектами как электрические (линии электропередачи), так и гидравлические (реки, на которых сооружены ГЭС) позволяют осуществлять совместный режим работы ГЭС. Эффект от совместной работы ГЭС в энергосистемах выражается в увеличении их суммарной гарантированной мощности, что позволяет увеличить и установленную мощность.

Увеличение гарантированной мощности ГЭС при их совместном использовании в энергосистемах объясняется двумя причинами: во-первых, естественной асинхронностью стока рек и, во-вторых, проведением специальных видов регулирования стока водохранилищами ГЭУ (§ 14.4).

Естественная асинхронность стока рек предопределяется гидрологическими особенностями водотоков, к которым в основном относятся условия формирования стока — топографические, климатические, морфометрические и геологические, которые для каждой реки имеют существенные отличия. Водноэнергетический эффект получается при работе ГЭС в энергосистеме за счет естественной взаимной компенсации их энергоотдачи, т. е. низкая энергоотдача на одной ГЭС (за счет низкой водности) компенсируется относительно более высокой энергоотдачей на ГЭС, расположенных на других реках, но работающих в той же энергосистеме. В этом случае суммарная гарантированная мощность превысит сумму гарантированных мощностей каждой ГЭС при их изолированной работе.

Требования к гидрологической информации для проведения водноэнергетических расчетов сводятся к представлению наблюденных стоковых рядов в одних временны́х границах. В связи с разновременностью наблюдений за стоком рек на гидропостах совместный период будет, как правило, существенно меньше, чем длительность наблюдений в отдельных створах ГЭС. В этом случае возникает задача удлинения рядов на основе использования рек-аналогов, имеющих более длительный период наблюдения за стоком и тесную корреляционную связь с удлиняемым рядом.

Расчетные гидрологические условия выбираются по периоду совместных наблюдений за стоком для всех ГЭС энергосистемы.

3.7. ВОДОХРАНИЛИЩЕ И ЕГО ТОПОГРАФИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Водохранилище — это водоем, образованный водонапорными сооружениями и предназначенный для регулирования стока и создания напора. Кроме того, в некоторых случаях назначением водохранилищ является борьба с наводнениями в нижнем бьефе. В этом случае в водохранилище задерживается часть воды в период прохождения максимальных расходов по реке, благодаря чему расход воды в нижнем бьефе становится существенно меньше естественного расхода.

Водохранилища могут создаваться как на основной реке, сток которой необходимо зарегулировать, так и на одном или нескольких притоках, впадающих в реку выше расчетного створа по течению.

На рис. 3.15 представлена общая схема водохранилища.

Нормальный подпорный уровень (НПУ) — это максимальный уровень воды, при котором ГЭС и сооружения гидроузла работают длительное время с соблюдением проектных запасов надежности, предусмотренных техническими условиями. Объем водохранилища при этом уровне носит название полного объема и обозначается $V_{полн}$.

Уровень мертвого объема (УМО) — это минимально допустимый уровень сработки водохранилища, обеспечивающий получение проектных параметров ГЭС. Соответствующий объем водохранилища называют мертвым объемом $V_м$.

Разность между полным и мертвым объемами составляет полезный объем водохранилища $V_{полез}$, который используется для регулирования стока

$$V_{полез} = V_{полн} - V_м. \qquad (3.45)$$

Форсированный подпорный уровень (ФПУ) — это наивысший подпорный уровень водохранилища, допускаемый при пуске расчетного максимального расхода.

Объем водохранилища между отметками НПУ и ФПУ является резервным и используется для трансформации (срезки) половодий и паводков.

При водохозяйственных и водноэнергетических расчетах используются статические и динамические кривые зависимости площадей зеркал и объемов водохранилищ от уровней.

Статические кривые строят, исходя из условия, что уровень воды в водохранилище устанавливается по горизонтальной плоскости. Это соответствует предположению, что расход воды, поступающий в водохранилище, равен нулю. Площадь зеркала определяется по участкам путем планиметрирования горизонталей планшетов, ограниченных на карте соответствующими уровнями и створами участков (рис. 3.16).

Для определения статических объемов, заключенных между

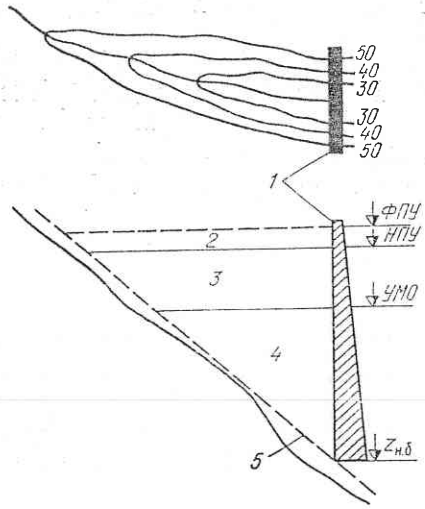


Рис. 3.15. Схема водохранилища:
1 — плотина; *2* — резервный объем; *3* — полезный объем; *4* — мертвый объем; *5* — естественный уровень водотока

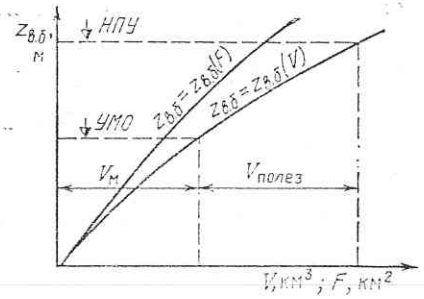


Рис. 3.16. Кривые статического объема V и площади зеркала водохранилища F

смежными горизонталями z_n и z_{n+1}, используются одна из формул:

$$\Delta V = \frac{F_n + F_{n+1}}{2}\Delta z; \qquad (3.46)$$

$$\Delta V = \frac{F_n + F_{n+1} + \sqrt{F_n F_{n+1}}}{3}\Delta z,$$

где F_n, F_{n+1} — площадь зеркала, ограниченная смежными горизонталями; Δz — сечение горизонталей.

Полный объем призмы водохранилища определяется интегрированием на всем участке (рис. 3.16).

Для установления динамической кривой объемов водохранилища предварительно строят кривые подпора при разных уровнях воды у плотины и при различных расходах (рис. 3.17). Затем разбивают зону влияния кривой подпора на участки *I*, *II* и т. д. и для каждого расхода определяют средний уровень воды на участке при уровне z_i у плотины. По этому уровню и статической кривой объемов участка определяют объем воды на данном участке. Суммируя объемы воды по участкам при данных расходе и уровне у плотины, получают суммарный объем для этих условий при принятом расходе воды притока $Q_{прит}$. Получаемые таким путем точки используют для построения семейства кривых $V = V(Q_{прит}, z_{в.б})$, которые называются кривыми динамического объема $V_{дин}$ (рис. 3.18) в отличие от кривой статического объема $V_{ст}$, изображенной на рис. 3.16, или кривой, соответствующей $Q_{прит}=0$. Кроме перечисленных топографических кривых водохранилища существует его энергетическая характеристика, которая подробно описана в § 12.1.

Важной характеристикой водохранилища является потеря воды из него. Основными потерями воды из водохранилища являются потери на испарение, фильтрацию, льдообразование и шлюзование. Дополнительное испарение задается в воде слоя испарения $h_{исп}$, определяемого разностью слоев испарения с поверхности воды водохранилища $h_в$ и суши $h_с$, затопленной водохранилищем.

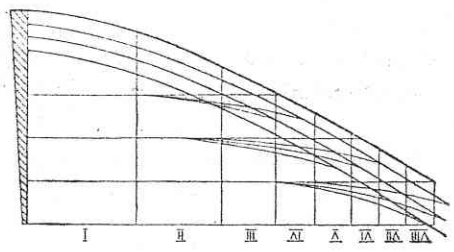


Рис. 3.17. Схема построения кривых подпора

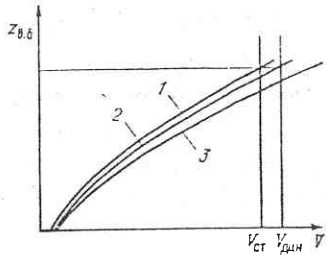


Рис. 3.18. Кривые динамического объема водохранилища:
1 — $Q_{прит}=0$; *2* — $Q_{прит1}>Q_{прит0}$; *3* — $Q_{прит2}>Q_{прит1}$

Потери воды на испарение определяются по формуле

$$Q_{исп} = \frac{(h_в - h_с)F_i}{t_{исп}}, \qquad (3.47)$$

где F_i — площадь испарения, соответствующая интервалу при расчете водноэнергетического регулирования; $t_{исп}$ — период открытого русла.

Потери воды на фильтрацию рассчитываются по формуле

$$Q_ф = \frac{h_ф F_ф}{t_ф}, \qquad (3.48)$$

где $h_ф$ — слой фильтрации; $F_ф$ — площадь фильтрующего потока, которая может быть принята в первом приближении равной площади зеркала водохранилища при отметке НПУ; $t_ф$ — продолжительность периода фильтрации, обычно равная длительности года.

Потери воды на льдообразование в водохранилище вычисляются по формуле

$$Q_л = \frac{\gamma_л h_л (F_{НПУ} - F_{УМО})}{t_з}, \qquad (3.49)$$

где $\gamma_л$, $h_л$ — соответственно объемная масса и толщина льда; $F_{НПУ}$, $F_{УМО}$ — площадь зеркала водохранилища соответственно при отметках НПУ и УМО; $t_з$ — продолжительность зимнего периода, принимаемая равной продолжительности ранее определенного лимитирующего сезона.

Потери воды на шлюзование в случае, если река судоходная, можно рассчитать по формуле

$$Q_ш = \frac{lbhn}{t_ш}, \qquad (3.50)$$

где l, b, h — соответственно длина, ширина и высота камеры шлюза (до отметки НПУ); $t_ш$ — период навигации; n — число шлюзований за период навигации.

ГЛАВА 4

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Практически все объекты планирования и управления являются системами (см. гл. 6). Не является исключением и водное хозяйство.

В настоящее время имеется более 100 определений понятия системы. Однако все они так или иначе предполагают наличие в ней некоторого целостного множества элементов (объектов), связанных между собой взаимными отношениями, определяемыми характером соответствующих связей (в том числе часто с внешней средой) и целью функционирования. Такого рода системы принято называть кибернетическими.

В гл. 6 определение системы и ее подробное описание дается с позиции принятия решений в процессе оптимального управления ее функционированием. Здесь же мы подчеркнем лишь, что всякую систему можно характеризовать определенными параметрами, отражающими либо ее свойства, либо состояние, либо то и другое вместе взятое. *Свойства системы обычно оценивают набором определенных числовых показателей, отражающих ее количественную или качественную характеристику. Состояние системы определяется какими-либо измеряемыми ее координатами, являющимися функцией времени.*

В частном случае, если состояние системы не изменяется (не развивается) во времени, такую систему называют статической, в противном случае — динамической.

Если свойства или состояние системы изменяются по вполне определенным законам, то такая система называется детерминированной. Законы движения (развития) таких систем точно известны, и будущее поведение их можно всегда однозначно предсказать. Напротив, если свойства или состояние системы содержат элементы случайности, то такая система называется вероятностной (стохастической). Для такой системы точное предсказание будущего поведения невозможно. В качестве математического описания таких систем наряду с теорией множеств используют теорию вероятностей и методы математической статистики. Параметры системы при этом могут быть описаны или функциями распределения вероятностей их появления, или в простейшем случае с указанием возможного диапазона изменения параметров.

Система считается большой (сложной), если она содержит большое число разнородных взаимосвязанных и взаимодействующих между собой элементов, объединенных по иерархическому принципу в систему для достижения единой цели, которые, в свою очередь, можно рассматривать как подсистемы или системы более низкого уровня иерархии.

Для больших систем характерно множество состояний, каждое из которых определяется конкретными показателями ее функционирования — выходными параметрами. Изменение состояния системы влечет за собой изменение результатов ее функционирования. Желаемый результат функционирования системы будем называть целью системы, а функцию, определяющую изменение конечного состояния ее, — целевой функцией системы. Целевая функция, таким образом, позволяет количественно сравнить получаемые результаты функционирования системы.

4.2. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ СИСТЕМА И КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

Становление водохозяйственных систем имеет свою историю. Еще не так давно водные ресурсы многих районов страны превышали водопотребление. Каждый водопотребитель, каждая отрасль водного хозяйства развивались при этом самостоятельно и независимо друг от друга, подчиняясь лишь требованиям соответствующих отраслей народного хозяйства (гидроэнергетика — энергетике, орошение — сельскому хозяйству и т. д.). Отсутствовали всякие связи между ними. Соответственно этому осуществлялось и управление отраслями водного хозяйства.

По мере развития производительных сил общества и бурного роста водопотребления, приведших в ряде крупных регионов страны к определенной напряженности водохозяйственного баланса, это положение стало все более и более противоречить задачам развития народного хозяйства страны. Стремление каждой отрасли водного хозяйства получить для себя наибольшую экономическую выгоду, не сообразуясь с потребностью в воде других отраслей, перестало отвечать требованию получения наибольшей экономической эффективности для народного хозяйства в целом. Планирование развития и управления отраслью в отдельности без должной связи с целями и условиями функционирования других отраслей приводило в ряде случаев к обострению противоречий между ними и к серьезному нарушению материального баланса и дезорганизации производства. Нарушались требования по охране водных ресурсов и окружающей среды.

Все это незамедлительно потребовало определенной централизации в планировании развития и управления деятельностью отдельных водопотребителей и водопользователей. Появились энерговодохозяйственные комплексы, или сокращенно

водохозяйственные комплексы (ВХК), или комплексные водохозяйственные системы (ВХС).

Такие системы непременно включают в себя водохранилища и имеют тесную связь между собой и внешней средой. Вместе с тем водохозяйственная система в настоящее время обслуживает не только отдельных потребителей различных отраслей народного хозяйства (гидроэнергетика, водный транспорт, орошение, водоснабжение, рыбное хозяйство и т. д.) и в этом смысле является многоцелевой, не только охватывает своим влиянием большие территории, но и имеет весьма сложные и прочные связи со смежными отраслевыми системами, что способствует более эффективному размещению и использованию производительных сил и планомерной организации охраны окружающей среды. Такими системами прежде всего являются энергетические, в которых водные ресурсы используются не только для производства электроэнергии на ГЭС, но и для обеспечения технологических нужд тепловых и атомных электростанций. Из других смежных отраслевых систем можно назвать транспортную (судоходство и лесосплав).

В современных условиях достижение наибольшей экономической эффективности функционирования водохозяйственных систем находится в прямой зависимости от степени зарегулированности речного стока. Чем выше степень зарегулированности, тем больший экономический эффект можно получить от функционирования систем. Однако даже при полной зарегулированности нет достаточных условий для приведения в полное соответствие требуемого режима использования водных ресурсов отдельными участниками водохозяйственного комплекса и возможностей водохранилища. Всегда возможны перебои в нормальной работе системы.

Неполная зарегулированность речного стока в многоводные периоды создает избытки воды, которые не могут быть использованы практически всеми компонентами комплекса, кроме рыбного хозяйства и гидроэнергетики.

Задачей регулирования речного стока в таких случаях является сведение экономических последствий от подобного рода несоответствий к минимуму.

По мере роста потребности народного хозяйства в пресной воде появляется задача укрупнения и объединения ранее созданных ВХС. В СССР и за рубежом накоплен значительный опыт создания крупных внутрибассейновых и межбассейновых ВХС, призванных решать задачи водообеспечения отраслей народного хозяйства.

Поскольку на состояние и функционирование водохозяйственных систем могут оказать влияние внешние факторы, имеющие в своей основе случайные составляющие (режим стока, водопотребление, метеорологические и геофизические факторы и т. п.), то они являются по своей природе вероятностными.

Кроме того, поскольку системы имеют целью функционирование (достижение наибольшей экономической эффективности), связь с внешней средой (народное хозяйство, природа) и между ее

отдельными компонентами, то их можно с полным основанием отнести к разряду кибернетических.

Многоцелевой характер водохозяйственной системы (комплекса) при наличии противоречий в использовании воды между ее участниками определяет присущую ей особенность. Необходимость учета ее одновременно с непрерывно возрастающей дефицитностью водных ресурсов, случайным или неопределенным характером исходной информации делают соответствующие расчеты крайне сложными как в методическом отношении, так и при вычислении на ЭВМ.

Итак, *водохозяйственная система — это многоцелевая, иерархическая и непрерывно развивающаяся система с большим количеством взаимосвязанных и взаимодействующих элементов (компонентов), вероятностная по своей физико-математической природе.*

Однако комплексное использование водных ресурсов в СССР появилось еще до того, как сформировались ВХС в современном понимании их значения. Начало ему положено ленинским планом ГОЭЛРО. Водохранилища таких ГЭС, как Волховская, Днепровская, Нижнесвирская и ряд других, построенных по этому плану, не только служили целям гидроэнергетики, но и одновременно способствовали улучшению и развитию водного транспорта и водоснабжения некоторых промышленных предприятий и населенных пунктов. Однако в те годы хозяином воды, по существу, была та отрасль народного хозяйства, для которой в первую очередь был сооружен данный гидроузел. Но и при этом комплексное использование водных ресурсов было экономически более выгодно, чем использование их для какой-либо одной цели. В этом смысле водохранилище ГЭС, с помощью которого большинство участников водохозяйственного комплекса удовлетворяют свои потребности в воде, имеет исключительное значение. Оно практически всегда имеет комплексное назначение. Представление о действующих в СССР водохранилищах комплексного назначения дает табл. 4.1.

Следует отметить возможное определенное противоречие между отдельными участниками водохозяйственного комплекса при использовании водных ресурсов.

Так, водный транспорт заинтересован в поддержании судоходных глубин в нижнем бьефе ГЭС в навигационный период, кроме того, в это же время требуется дополнительная вода для орошения, если она забирается ниже створа ГЭС. Значит, обе эти отрасли будут требовать от ГЭС повышенных расходов воды летом, т. е. как раз тогда, когда энергетика в связи с сезонным спадом спроса на электроэнергию и снижением расходов воды в реке стремится сберечь ее в водохранилище, так как она будет остро необходима в период осенне-зимнего пика нагрузки.

Во время половодий для целей энергетики и борьбы с наводнениями требуется задержание в водохранилищах возможно большей части стока. Но в это же время для рыбного хозяйства тех рек, нижние участки которых служат местами нереста рыб,

Таблица 4.1. Действующие водохранилища комплексного назначения

Водохранилище	Отрасли народного хозяйства или вид использования							
	Энергетика	Орошение	Водный транспорт	Лесосплав	Водоснабжение	Рыбное хозяйство	Борьба с наводнениями	Регулирование
Цимлянское	+	+	+	+	+	+	+	+
Иваньковское	+		+		+	+		+
Угличское	+		+	+	+	+		+
Рыбинское	+		+	+	+	+	+	+
Горьковское	+		+	+	+	+		+
Куйбышевское	+	+	+	+	+	+	+	+
Саратовское	+	+	+	+	+	+		+
Волгоградское	+	+	+	+	+	+		+
Камское	+		+	+	+	+	+	+
Воткинское	+		+	+	+	+		+
Киевское	+		+		+	+	+	+
Каневское	+		+		+	+		+
Кременчугское	+	+	+		+	+		+
Днепродзержинское	+	+	+		+	+		+
Днепровское	+	+	+		+	+		+
Каховское	+	+	+		+	+		+
Мингечаурское	+	+	+		+	+	+	+
Братское	+		+	+	+	+		+
Усть-Илимское	+		+	+	+	+		+
Красноярское	+		+	+	+	+		+
Зейское	+		+	+	+	+	+	+
Бухтарминское	+	+	+		+	+	+	+
Токтогульское	+	+				+	+	+
Чарвакское	+	+				+	+	+
Нурекское	+	+	+		+	+	+	+
Процент использования	100	52	92	52	85	100	52	100

необходимо, чтобы часть объема весеннего половодья обеспечивала условия для прохода рыб к нерестилищам и их затопление. Это приводит к значительному снижению энергетической эффективности ГЭС.

Имеются и другие противоречия, включая внутриотраслевые и режимные, когда требования водопользователей и водопотребителей не совпадают с естественным режимом водотока.

Достижение максимального народнохозяйственного эффекта в этих условиях с учетом минимального воздействия на окружающую среду, случайного характера режима речного стока и обеспечения заданного уровня эксплуатационной надежности сооружений и оборудования комплекса является задачей очень сложной. Дополнительно усложняет ее непрерывное укрупнение ВХС и их связи со смежными отраслевыми системами.

В основе решения задачи максимизации эффекта комплексного использования водных ресурсов лежат так называемые методы многоцелевой оптимизации, требующей определенных вполне

обоснованных уступок в удовлетворении требований отдельных компонентов ВХК.

В СССР действует несколько крупных комплексных гидроузлов. Основным назначением большинства из них является энергетика (Волжский, Камский, Днепровский, Ангарский, Енисейский и другие каскады ГЭС). Для Средней Азии, Закавказья и Юга европейской части СССР ведущая роль в комплексных гидроузлах принадлежит орошению, а сопутствующая — энергетике. На дальневосточных реках Зее и Бурее наравне с энергетикой большое значение придается борьбе с наводнениями.

Примером крупнейшего ВХК служит Волжско-Камский каскад ГЭС, суммарный полезный объем водохранилищ которого составляет около 90 км³. Зарегулированный этими водохранилищами сток перераспределяется внутри года в соответствии с требованиями энергетики, судоходства, рыбного и сельского хозяйства. Полная мощность действующих ГЭС каскада составляет около 11 000 МВт, что позволяет ежегодно вырабатывать более 40 млрд. кВт·ч электроэнергии и экономить более 13 млн. т условного топлива.

Волжская вода в настоящее время используется для орошения более 200 тыс. га. По всей длине реки от Калинина до Астрахани установлена глубина не менее 3,25 м, что позволяет значительно увеличить грузооборот и создать наиболее дешевый транспортный путь в европейской части страны. Исключительное значение для обширной территории имеют волжские воды для водоснабжения населения и промышленности.

При таком многоцелевом характере водоиспользования и огромном его значении для народного хозяйства остро проявляются противоречия между отдельными компонентами. Так, удовлетворение требований рыбного и сельского хозяйства в весенний период вызывает необходимость значительных дополнительных неэнергетических расходов воды, вызывающих ухудшение режимов работы трех нижневолжских ГЭС, в результате чего на них теряется выработка электроэнергии за этот период до 3 млрд. кВт·ч. Из-за покрытия потребностей сельского хозяйства в воде за счет усиленной сработки волжских водохранилищ в теплый период года уменьшается зимняя, т. е. наиболее ценная, выработка электроэнергии гидроэлектростанций и снижается их располагаемая зимняя мощность. Кроме того, при такой сработке водохранилищ снижаются также необходимые глубины для водного транспорта.

Подобная картина в той или другой мере свойственна и другим каскадам, в частности Днепровскому.

4.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЧНОГО СТОКА ВОДОХРАНИЛИЩАМИ ГЭС

Естественный режим речного стока в подавляющем большинстве случаев отличается крайней неравномерностью. Так, на равнинных реках снегового питания в периоды весеннего половодья (1,5—3 мес) проходит обычно до 60—70% годового стока. Существенно различается годовой сток и в многолетнем разрезе.

Такое распределение стока находится в резком противоречии

с режимом потребления большинством отраслей народного хозяйства. Так, для нужд энергетики в многолетнем разрезе предпочтителен равномерный режим стока. В годовом разрезе гидроэлектростанции предъявляют повышенный спрос на воду в осенне-зимние месяцы, т. е. когда расходы воды в реке наименьшие. В суточном разрезе график нагрузки ГЭС отличается значительной неравномерностью, тогда как приточность равнинных рек в течение суток обычно почти неизменна.

Такие же противоречия возникают и при удовлетворении нужд других отраслей народного хозяйства.

Неравномерно распределен сток и по территории СССР. Так, если принять для СССР в целом удельную обеспеченность речным стоком на 1 км² за 1, то по отдельным республикам этот показатель из расчета обеспеченности собственным речным стоком составит: РСФСР — 1,7, Украинская ССР — 0,44, Молдавская ССР — 0,11, Белорусская ССР — 0,88, Туркменская ССР — всего 0,01. Это положение усугубляется тем, что спрос на воду со стороны населения и народного хозяйства непрерывно возрастает и уже сейчас в некоторых крупных регионах страны ощущается недостаток пресной воды.

Все это приводит к необходимости перераспределения естественного стока во времени, а при надобности и по территории (например, переброска стока из одного речного бассейна в другой) с тем, чтобы наиболее полно удовлетворять бурно развивающиеся производительные силы страны и потребности населения. Это осуществляется с помощью регулирования стока водохранилищами, в которых задерживается избыточный естественный приток, когда он превышает спрос потребителей, и расходуется, когда наоборот спрос больше.

Таким образом, *регулирование стока — это процесс перераспределения его водохранилищами во времени и в пространстве.*

Степень зарегулированности стока определяется относительным объемом водохранилища — коэффициентом емкости β, который определяется отношением полезного объема водохранилища $V_{полез}$ к среднему за многолетний период объему годового стока W_0 в створе плотины:

$$\beta = V_{полез}/W_0. \qquad (4.1)$$

В современных условиях любое гидротехническое сооружение, связанное с регулированием речного стока, имеет комплексное назначение.

Различают водноэнергетическое и водохозяйственное регулирования. Водноэнергетическое регулирование осуществляет перераспределение стока для энергетических целей. Оно позволяет получить требуемый режим мощности ГЭС и режим выработки электроэнергии. Мощность ГЭС является функцией не только расхода, но и напора, поэтому процесс водноэнергетического регулирования связан с учетом того и другого. При водохозяйственном регулировании напор не является регулируемым

параметром и регулируется лишь расход. В этом состоит основное отличие водноэнергетического регулирования от водохозяйственного.

Мощностный режим ГЭС и режим выработки ею электроэнергии диктуется не только спросом потребителей, но и тем, насколько экономично этот спрос удовлетворяется. Поэтому водноэнергетическое регулирование неотделимо от определения оптимальных режимов ГЭС или группы электростанций, с которыми параллельно работает данная ГЭС или группа ГЭС.

При регулировании стока водохранилищем его отдача по воде или мощности гарантируется с определенной обеспеченностью (§ 3.3), под которой понимается *относительное число случаев, когда отдача больше или равна заданной.* Обеспеченность выражается в процентах от общего числа случаев и определяется по данным ряда наблюдений (способы построения кривой обеспеченности рассматриваются в курсе инженерной гидрологии).

При комплексном использовании водотока, когда последний используется как для энергетических, так и для неэнергетических целей, осуществляется комплексное регулирование, т. е. регулирование напора и расхода для ГЭС и только расхода для других водопользователей и водопотребителей.

Итак, при любом регулировании потребители воды в некоторые периоды времени работают с расходом воды, превышающим приток, в другие периоды времени расходуют воды меньше притока. В первом случае происходит сработка водохранилища, во втором — наполнение.

Промежуток времени от начала какого-либо одного периода полной сработки водохранилища от НПУ до начала аналогичного следующего периода после очередного заполнения называется циклом регулирования (рис. 4.1). Длительность цикла регулирования определяет его разновидности, в соответствии с чем различают краткосрочное и длительное регулирование. К первому виду относят суточное и недельное регулирование, ко второму — годичное и многолетнее. При осуществлении любого из этих циклов регулирования возможны некоторые промежутки времени, когда потребность в воде будет соответствовать ее приточности в водохранилище, и тогда, очевидно, его режим будет проходить при постоянной отметке (в частном случае при НПУ или УМО). Кроме того, при выполнении любого вида регулирования при достижении НПУ возможны холостые сбросы воды, когда приточность воды превышает ее потребление. В тех случаях, когда холостые сбросы неизбежны даже в условиях расчетной обеспеченности, говорят об ограниченных (неполных) циклах (видах) регулирования — ограниченное суточное, недельное, годичное (сезонное) и многолетнее. Само собой разумеется, что энергоэкономическая эффективность каждого цикла регулирования будет различной (гл. 12).

Естественно, что каждому виду регулирования соответствует свое значение необходимого относительного объема водохранили-

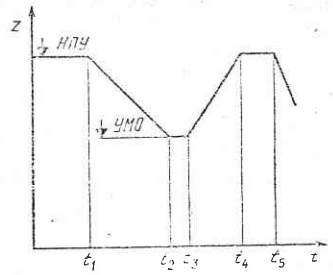


Рис. 4.1. Схема регулирования стока водохранилищем:
t_1—t_2 — режим сработки; t_2—t_3; t_4—t_5— режимы по водотоку; t_3—t_4 — режим наполнения

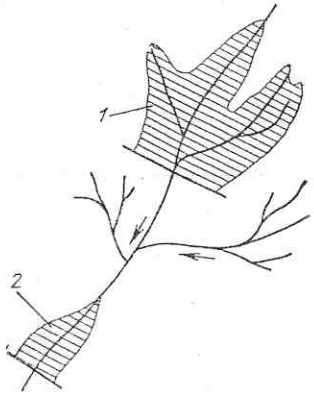


Рис. 4.2. Компенсирующее (*1*) и буферное (*2*) регулирование стока

ща β. Так, для суточного регулирования этот объем обычно составляет 0,5 объема суточного стока маловодного года расчетной обеспеченности. При недельном регулировании необходимый объем, естественно, должен быть больше. Считается, что при двух выходных днях этот объем не превышает приточности за одни маловодные сутки расчетной обеспеченности. Объем водохранилища годичного регулирования обычно составляет от 10 до 30% среднемноголетнего объема годового стока реки, т. е. $\beta = 0{,}1 \div 0{,}3$. При многолетнем регулировании принимается, что необходимый объем водохранилища должен составлять не менее 30—50% среднего за многолетний период объема годового стока реки, т. е. $\beta = 0{,}3 \div 0{,}5$. При этом в обоих видах длительного регулирования большее значение β соответствует большему значению коэффициента вариации C_v.

Эффективность длительного регулирования оценивается с помощью коэффициента регулирования α, представляющего собой отношение зарегулированного расхода или среднего расхода ГЭС к среднемноголетнему расходу реки (норме):

$$\alpha = Q_{\text{рег}}/Q_0. \qquad (4.2)$$

Так как зарегулированный расход и расход ГЭС не являются постоянными, то при определении коэффициента α он берется как среднее значение за период опорожнения водохранилища, т. е. за маловодный период при годичном регулировании или за аналогичный период, состоящий из нескольких лет при многолетнем регулировании.

Ясно, что каждый более длительный вид регулирования может осуществлять менее длительное регулирование. С этой точки зрения наибольшими возможностями обладает многолетнее регулирование. Оно может осуществлять все другие возможные виды регулирования.

Здесь мы остановились лишь на физической сути регулирования. Дополнительно этот вопрос освещается в гл. 12, где рассматриваются режимы работы ГЭС в различных условиях водности и регулирования стока. Методика расчета регулирования представлена в § 20.4.

Кроме рассмотренных существуют специальные виды регулирования.

Компенсирующее регулирование. В некоторых схемах использования гидроэнергии по ряду причин приходится располагать ГЭС ниже по течению реки на значительном расстоянии от регулирующего сток водохранилища. При этом между ГЭС и водохранилищем может иметься большой приток, неблагоприятно влияющий своей неравномерностью на зарегулированный сток (рис. 4.2). Неравномерность притока можно компенсировать соответствующими попусками из водохранилища *1*, имеющего для этого необходимый объем. При такой схеме в период меженных расходов попуски из водохранилища увеличивают, а в период половодья уменьшают или прекращают.

Имеются схемы компенсирующего регулирования для выравнивания выработки электроэнергии гидроэлектростанциями, расположенными на разных водотоках, имеющих между собой определенное несовпадение во времени (асинхронность) стоковых режимов. Такие ГЭС не связаны между собой гидравлически, но, работая на одну систему, оказываются связанными электрически. Такая связь ГЭС по условиям работы определяет так называемое межбассейновое компенсирующее регулирование. При таком регулировании ГЭС, имеющие относительно небольшие водохранилища, работают по режиму, определяемому собственным стоком и возможностями собственных водохранилищ (компенсируемые ГЭС). Те же ГЭС, которые обладают водохранилищами с большими регулирующими возможностями (ГЭС — компенсаторы), дополняют выработку компенсируемых ГЭС до значения, определяемого потребностями системы; ГЭС могут быть связаны и снабжением водой одного и того же потребителя.

В описанной схеме (рис. 4.2) водохранилище *2* может служить некоторым буфером для сглаживания всяческих неточностей в определении времени добегания расхода из верхового водохранилища *1* до ГЭС. Тогда водохранилище *1* осуществляет сравнительно грубое регулирование, а буферное водохранилище *2* — более точное, определяемое режимом нагрузки потребителей. Такое регулирование носит название буферного.

Трансформация половодья. Водохранилище достаточно большого объема может быть использовано для борьбы с наводнениями и другими нежелательными последствиями, возникающими при прохождении больших расходов воды во время половодий и паводков. В этом случае перед наступлением половодья водохранилище должно иметь некоторый свободный объем, что позволит иногда значительно «срезать» пик половодья и тем самым умень-

шить наводнение в нижнем бьефе и расчетный расход, а также стоимость водосбросных сооружений данного и, как правило, нижерасположенных гидроузлов.

Необходимый для срезки половодья объем обычно создается путем дополнительного увеличения высоты плотины. Получающийся форсированный объем обычно не используется для регулирования стока и не обеспечивает дополнительную гарантированную выработку электроэнергии. После прохождения половодья заполненный объем должен быть освобожден от воды и подготовлен к приему следующего половодья. Для срезки половодья иногда используют и специальные водохранилища.

Каскадное регулирование осуществляется, как правило, при комплексном использовании водных ресурсов. Это позволяет осуществить не только наиболее полную утилизацию ресурсов, но и наиболее экономичную. При этом отдельные ступени каскада, будучи связаны общим водным режимом, могут также иметь гидравлическую, водохозяйственную и электрическую связь. Практически такого рода связи никогда не проявляются индивидуально, а всегда в различном сочетании друг с другом.

Характер каскадного регулирования будет прежде всего зависеть от размера водохранилищ верхних ступеней. Чем больше их относительный объем, тем большую степень зарегулированности стока они создают, т. е. более зарегулированный сток будет поступать на все нижележащие ГЭС каскада. Это, разумеется, не исключает перерегулировку ими расходов, поступающих от вышележащих ГЭС.

Целью каскадного регулирования является обеспечение оптимального режима сработки и наполнения водохранилищ каскада по заданному критерию экономической эффективности (§ 12.4).

4.4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Воздействие водохранилищ ГЭС на природную среду. Технологический процесс производства гидроэнергии экологически безвреден. При нормальном состоянии оборудования ГЭС отсутствуют какие-либо вредные выбросы во внешнюю среду. Но создание крупных водохранилищ ГЭС на равнинных реках (СССР — единственная страна в мире, где осуществлено массовое строительство мощных ГЭС на таких реках) практически всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории. Эта территория может быть очень обширной. Так, Куйбышевское водохранилище, имеющее площадь зеркала при НПУ 6450 км², находится в пределах 25 районов, двух областей и трех автономных республик. Общая площадь затопления существующими и строящимися водохранилищами по данным Института географии Академии наук СССР составляет в нашей стране 75 тыс. км², т. е. немногим меньше, чем территория Португалии (90 тыс. км²).

Таблица 4.2. Влияние некоторых гидроузлов на развитие сельского хозяйства

Гидроузел	Площадь сельхозугодий, тыс. га	
	затапливаемых	получаемых за счет орошения и защиты от наводнений
Рогунский	6	300
Шамхорский	6,2	75
Днестровский	5	468
Токтогульский	21,2	400
Бурейский	3,4	35

Воздействие крупных водохранилищ на природные условия больших территорий очень многообразно. Оно может быть положительным и отрицательным.

Положительное влияние водохранилища как регулятора стока распространяется на территории, значительно большей, чем те, на которых оно располагается. Так, энергетический эффект регулирования стока проявляется не только в тех энергосистемах, в которых работает данная ГЭС, но при достаточно высокой ее мощности и в их объединении. Орошение земель и защита плодородных угодий от наводнений, осуществляемые с помощью водохранилищ ГЭС, охватывают площади в ряде случаев, значительно превышающие площади затоплений (табл. 4.2).

Орошение земель, осуществляемое с помощью Волгоградского водохранилища, охватывает огромную территорию Заволжья и Прикаспийской низменности. Однако нередко естественные неуправляемые процессы, происходящие в водохранилищах, приводят к неблагоприятным последствиям, иногда достаточно широкого плана.

Различают прямое и косвенное воздействие водохранилищ на окружающую природу. Прямое воздействие проявляется прежде всего в постоянном и временном затоплении и подтоплении земель. Большая часть этих земель относится к высокопродуктивным сельскохозяйственным и лесным угодьям. Так, сельскохозяйственные земли, затопленные водохранилищами Волжско-Камского каскада ГЭС, составляют 48% всей затопленной территории, причем некоторые из них расположены в пойменной зоне, отличающейся высоким плодородием. Около 38% затопленных земель составляют леса и кустарники. В пустынной и полупустынной зонах $^3/_4$ всех затопленных земель приходится на пастбища.

Удельная площадь затопления, т. е. отношение площади зеркала водохранилища ГЭС к ее установленной мощности, колеблется в очень широких пределах. Так, для Цимлянского водохранилища ее значение составляет 16,4, а для Нурекского — всего 0,05. В общем случае энергетическая эффективность затопления будет выше там, где указанный показатель ниже, т. е. при отсутствии специальных мероприятий по уменьшению акватории водохранилищ — в горной местности.

Зоны подтопления образуются в результате подъема грунтовых вод и приводят к заболачиванию земель, подтоплению различных сооружений и населенных пунктов и к связанному с этим ухудшению санитарных условий местности.

Сооружение крупных водохранилищ, кроме того, *приводит к созданию условий возникновения или повышения сейсмической активности в прилегающих к ним районах.*

Три наиболее мощные возбужденные землетрясения, возникшие во время затопления водохранилищ на начальной стадии их эксплуатации, произошли в районах водохранилищ Кренеста (Греция), Кариба (Замбия), Койна (Индия). Сила наибольших толчков составляла от 7 до 9 баллов по шкале Рихтера. Землетрясения привели к трагическим последствиям — значительным разрушениям, повреждению плотин и человеческим жертвам. Следует заметить, что водохранилище Кариба (по объему и высоте плотины оно чуть меньше нашего Братского) расположено в несейсмической зоне.

Известно более 10 аналогичных случаев землетрясения при заполнении водохранилища Нурекской ГЭС. В этом районе до постройки плотины в среднем регистрировалось 3—4 землетрясения в декаду. При заполнении водохранилища (1972 г.), когда глубина его достигла 100 м, число землетрясений возросло до 30—40 в декаду. Это потребовало замедления режима наполнения водохранилища.

Процесс регулирования стока и происходящие в связи с этим частые колебания воды в водохранилище вызывают *переформирование его берегов и дна*, что, в свою очередь, сопровождается увеличением акватории водохранилища, отложением в нем размытых пород, образованием подводных отмелей и отложением взвешенных наносов.

Процесс регулирования стока приводит также к *изменению гидрологического режима в обоих бьефах.* Из-за увеличения зеркала водной поверхности резко возрастают потери воды на испарение, что влечет за собой заметное увеличение безвозвратных изъятий воды из реки. Изменяется собственно гидрологический режим реки. Вследствие срезки пиков половодий водохранилищами ГЭС уменьшаются уровни воды в нижнем бьефе, изъятие воды из водохранилища в меженный период приводит к возрастанию расходов воды, уровней и скоростей течения в нижнем бьефе.

Изменяется температурный режим воды. Летом и осенью температура воды в водохранилище становится ниже, чем в реке (нижнем бьефе), что приводит к более раннему ледоставу и сокращению сроков навигации, а также неблагоприятному воздействию на фауну. В зимнее время температура воды глубинных слоев водохранилища более высокая, чем в реке. Поэтому после прохождения воды через турбины ГЭС в нижнем бьефе возникают полыньи, длина которых иногда достигает нескольких десятков километров.

Вследствие появления больших водных поверхностей *значительно усиливаются волновые процессы,* что обычно влечет за собой необходимость оснащения водного транспорта новыми типами судов и усиливает процесс переформирования берегов.

В некоторых водохранилищах из-за появления мелководий *происходят неблагоприятные гидробиологические и гидрохимические процессы, влекущие за собой разложение органических веществ и цветение воды, а также ухудшение в связи с этим санитарного состояния водоема.* Плохо очищенные сточные воды и малые скорости течения усугубляют это положение.

Некоторое своеобразие влияния водохранилищ ГЭС на окружающую среду *вносит каскадная схема их расположения.* В этом случае в зависимости от гидрологических режимов в бьефах возможно изменение качества воды. При этом возможно как положительное, так и отрицательное влияние водохранилищ. Положительное влияние вследствие появления больших объемов воды в основном связано с улучшением условий ее самоочищения, а отрицательное — с распространяющимся вниз по течению загрязнением.

Каскадное расположение водохранилищ вносит также *своеобразие в формирование донных отложений и, следовательно, рельефа ложа.* Количество твердого стока уменьшается к устью реки и значительно сокращается в ее дельте. Кроме того, схема обусловливает неравномерность поступления в каждое нижерасположенное водохранилище водорослей при эксплуатационных попусках.

Косвенные воздействия водохранилищ на окружающую среду изучены не так полно, как прямые, но некоторые формы их проявления очевидны и сейчас. Так обстоит дело, например, с изменением климата, проявляющимся в зоне влияния водохранилища, с повышением влажности воздуха и образованием довольно частых туманов, уменьшением облачности в дневное время и уменьшением среднегодовой суммы осадков над акваторией, изменением направления и скорости ветра, уменьшением амплитуды колебаний температуры воздуха в течение суток и года.

Опыт эксплуатации отечественных водохранилищ показывает также, что *количество осадков в прибрежной зоне заметно увеличивается, а среднегодовая температура воздуха в зоне крупных южных водохранилищ несколько снижается.* Наблюдаются изменения и других метеорологических показателей.

Изменение климата вместе с подтоплением и переформированием берегов иногда ведет к *ухудшению состояния прибрежной древесной растительности и даже ее гибели.*

К косвенным воздействиям водохранилищ следует отнести также появление территорий, которые становятся менее пригодными для использования в хозяйственных целях (например, островов в верхнем бьефе, осуходоленных пойм в нижнем бьефе и др.).

Нельзя также не отметить *влияния создания водохранилищ на рыбное хозяйство.* Здесь следует указать два обстоятельства.

С одной стороны, сооружение плотины ГЭС препятствует проходу рыбы к местам нерестилищ, а с другой стороны — требования рыбного хозяйства к режиму стока полностью противоречат задачам регулирования стока, т. е. той цели, для которой и создается водохранилище.

Конечно, было бы неправильно утверждать, что все прямые и косвенные воздействия водохранилищ ГЭС на окружающую среду (а их больше, чем здесь рассмотрено) имеют только негативную сторону (подробнее — см. § 5.5). Обычно каждое из них и их совокупность обладают комплексом как отрицательных, так и положительных свойств. Так, появление в верхнем бьефе мелководий нами расценено как отрицательное явление, но оно может играть и положительное значение, если принять во внимание, что на их месте могут быть созданы условия для разведения дикого риса, водоплавающей птицы, ондатры, нутрии и т. п. Заиление прибрежной зоны нежелательно во многих отношениях, но оно создает возможность получения высокоэффективных удобрений из ила.

Как видим, *каскадная схема водохранилищ ГЭС в известной мере усложняет экологические аспекты гидроэнергетики.* Вместе с тем она создает на всей водной системе условия, способствующие рассредоточению промышленных предприятий. Водохранилища позволяют возводить новые промышленные предприятия, что уменьшает их концентрацию в городах. Это благоприятно сказывается на природной среде в урбанизированных районах.

Нельзя также утверждать, что все негативные формы воздействия водохранилищ являются неизбежными и органическими пороками гидротехнического строительства. Многие из тех воздействий, которые проявились в практике создания и эксплуатации отечественных водохранилищ, явились следствием или неправильного их проектирования, или нарушения установленных правил эксплуатации. Так обстоит дело, например, с рыбным хозяйством, когда указанные выше вредные воздействия водохранилищ удается в значительной мере нейтрализовать путем правильного проектирования и надлежащего уровня эксплуатации водохранилищ. В проектах новых водохранилищ предусматривается ликвидация мелководий с помощью сооружений специальных дамб (Чебоксарская ГЭС). С этой же целью намечено произвести реконструкцию некоторых водохранилищ действующих ГЭС.

Следует также отметить, что влияние водохранилищ ГЭС на окружающую среду нельзя рассматривать в отрыве от общей проблемы влияния энергетики на биосферу с учетом всех особенностей производства электроэнергии отдельными видами электростанций и расходования различных энергоресурсов.

Нельзя также забывать, что в современных условиях нет никакой другой возможности удовлетворения пресной водой все возрастающие потребности народного хозяйства и населения ряда крупных регионов страны, кроме как с помощью создания крупных водохранилищ для территориального и временного перераспределения речного стока. При таких обстоятельствах следует

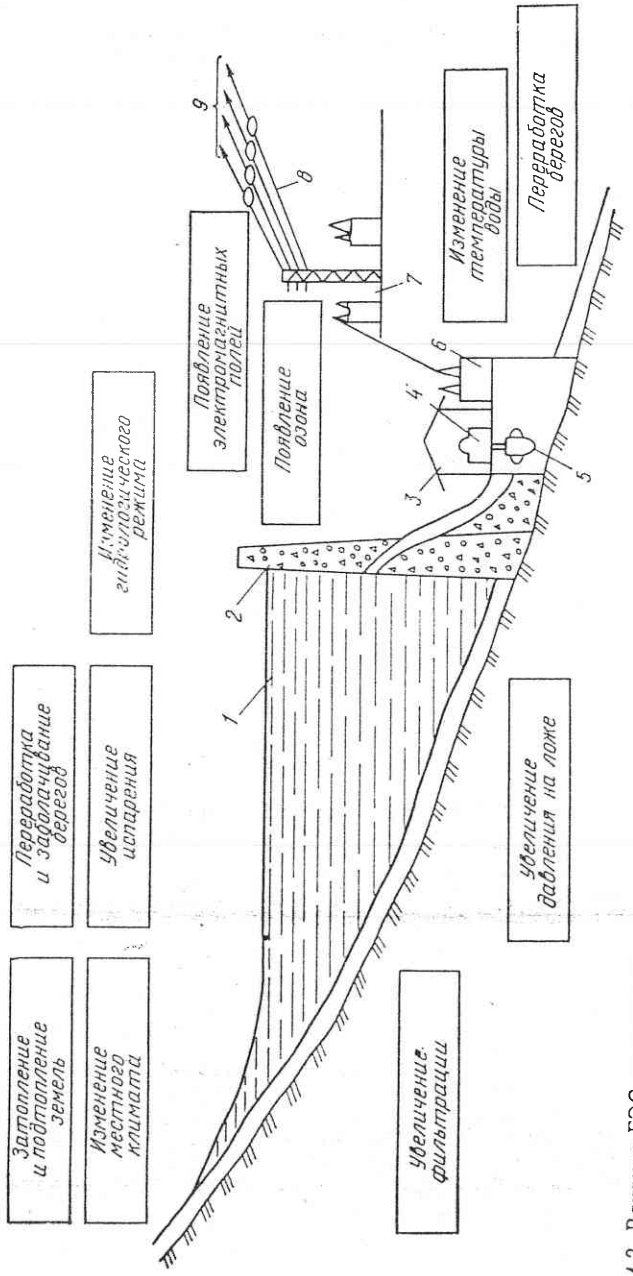


Рис. 4.3. Влияние ГЭС на окружающую среду:
1 — водохранилище; *2* — плотина; *3* — здание ГЭС; *4* — генератор; *5* — турбина; *6* — повысительный трансформатор; *7* — подстанция; *8* — линия электропередачи; *9* — потребители электроэнергии

лишь стремиться свести к минимуму отрицательные явления, появляющиеся в результате создания водохранилищ.

Общая картина влияния ГЭС на окружающую среду приведена на рис. 4.3.

Влияние ГАЭС на природную среду имеет некоторое своеобразие. Основными его результатами являются:

нарушение режима грунтовых вод, а также естественного режима рек и водоемов в результате их подпора, ежесуточных гидравлических пульсаций и колебаний воды в бассейнах;

гидробиологические изменения водоемов и связанный с этим ущерб рыбному хозяйству;

изъятие земельных участков в зоне создания водохранилищ и связанное с этим изменение ландшафта местности.

Вместе с тем при правильном проектировании и надлежащей эксплуатации уровень негативного воздействия ГАЭС на природную среду можно существенно снизить или компенсировать, используя наравне с рассмотренными выше энергетическими достоинствами ГАЭС такие, как:

возможность использования верхнего бассейна ГАЭС в качестве водохранилища-охладителя для КЭС и АЭС; при этом температура воды благодаря ее циркуляции в соответствии с технологической схемой ГАЭС будет более низкой, чем вода из специально сооруженного водоема;

возможность регулирования расходов воды в реке в критические засушливые периоды и в периоды особо многоводных паводков для улучшения условий жизни населения;

существенное улучшение самоочищающей способности водотока при повышенных скоростях течений;

улучшение качества воды в бассейнах благодаря ежедневным циклам аккумуляции, исключение стратификации в бассейне;

коммунальное и промышленное водоснабжение из бассейнов ГАЭС;

рекреация (здравоохранение, водный спорт) на побережье и акватории бассейнов;

повышение эстетической ценности ландшафта.

4.5. ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

Вода, как указывалось в § 2.2, обладает свойством естественного самовозобновления. Однако появление новых отраслей промышленности со сложными технологическими процессами, широкое использование различных химических средств в быту, на производстве и в сельском хозяйстве, бурный рост городского населения (урбанизация), дальнейшее развитие всех видов транспорта существенно увеличили объем и ухудшили состав сточных вод. В результате этого начинают снижаться компенсационные возможности естественного самовоспроизводства поверхностных вод

в необходимых для общества масштабах, что нередко влечет за собой в различных регионах мира возникновение проблемы обеспечения населения и хозяйства чистой пресной водой. Появились также случаи нарушения водного баланса в ряде мест, а с ними и потеря пресной воды в результате осуществления недостаточно обоснованных систем мелиорации и других мероприятий, связанных с комплексным использованием водных ресурсов.

Все это в определенной мере свойственно и для некоторых районов нашей страны.

В СССР охране водных ресурсов, в том числе морей и океанов, всегда придавалось и придается большое значение. Еще в первые годы Советской власти по инициативе В. И. Ленина был проведен ряд крупных мероприятий по охране водоемов от загрязнения.

В 1919 г. был образован специальный государственный орган по охране водных ресурсов — Центральный комитет водоохранения.

Известны многие документы Советского правительства того времени, связанные с охраной водных богатств: о выделении охранных зон вокруг курортов, об ограждении источников лечебных вод, а также источников питьевой воды от истощения и т. д.

В результате быстрого развития народного хозяйства и подъема благосостояния советского народа было усилено внимание к комплексному использованию и охране водных ресурсов.

Непрерывно увеличиваются затраты воды на орошение засушливых земель. Так, они увеличились со 130 км³ в 1970 г. до 180 км³ в 1980 г., что позволило увеличить площади орошаемых земель соответственно с 10,85 млн. га до 17,25 млн. га. Затраты воды для удовлетворения бытовых и коммунальных нужд населения возросли за эти же сроки с 12,6 до 20 км³. Общий водозабор всех отраслей народного хозяйства наиболее обжитых и хозяйственно развитых южных районов страны, где формируется 660 км³ поверхностного стока, составил в 1980 г. 365 км³.

Забота о сохранении водных ресурсов от загрязнения и истощения поставлена в СССР в ранг важнейших государственных задач. В 1970 г. Верховным Советом СССР были утверждены «Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик». Этим законодательным актом подтверждено, *что все природные воды являются народным достоянием.*

В основах предусмотрена ответственность за их нарушение. Установлен перечень нарушений, за совершение которых виновные лица должны нести уголовную или административную ответственность, возмещать убытки, причиненные в результате нарушения водного законодательства.

Претворяя в жизнь решения XXIV и XXV съездов партии, ЦК КПСС и Совет Министров СССР приняли ряд важных постановлений, направленных на упорядочение использования и усиление охраны водных ресурсов.

В 1972 г. ЦК КПСС и Совет Министров СССР приняли постановление «Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов». Утверждены «Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами». Эти правила являются обязательными для всех видов водопотребления и выполнение их контролируется соответствующими службами Государственного синитарного надзора.

Особое значение имеет постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О мерах по предотвращению загрязнения бассейнов рек Волги и Урала неочищенными сточными водами» (1972 г.), в котором было предусмотрено, что к 1980 г. во всех городах, расположенных на берегах этих рек, должны быть полностью прекращены сбросы неочищенных сточных вод. Необходимые мероприятия обеспечивались соответствующим финансированием. Это постановление было в основном выполнено.

Развернутая программа водохозяйственной и водоохранной деятельности всех отраслей народного хозяйства страны была определена постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР в 1978 г. «О дополнительных мерах по усилению охраны природы и улучшению использования природных ресурсов».

За период между XXIV и XXVI съездами КПСС правительство СССР утвердило ряд законодательных актов, развивающих отдельные положения основ водного законодательства: положение о государственном учете вод и их использовании, о порядке ведения государственного кадастра, о порядке разработки схем комплексного использования и охраны вод, о порядке организации и координации мероприятий, обеспечивающих надлежащее техническое состояние и благоустройство водохранилищ, о проведении научно-исследовательских и практических работ по проблемам переброски части стока северных и сибирских рек в южные районы страны, по охране водных ресурсов в бассейнах Черного, Азовского, Балтийского и Каспийского морей, озера Байкал и ряд других.

Указанные законодательные акты создали правовую основу для научно обоснованного планирования водохозяйственных мероприятий, рационального использования вод и государственного управления использованием и охраной водных ресурсов.

За последнее десятилетие введено в эксплуатацию более 20 тысяч крупных комплексов очистных сооружений, сброс неочищенных сточных вод уменьшался в среднем на 2,6 % в год. В результате применения в промышленности оборотного водоснабжения и аппаратов воздушного охлаждения получена экономия свежей воды только в 1979 г., составившая 64 % (соответствующего водопотребления).

Огромные работы по обеспечению рационального обслуживания промышленности и населения пресной водой осуществляются

в Москве. Ни одна столица мира не знает работ подобного масштаба.

В принятой в 1977 г. новой Конституции СССР провозглашено: *«В интересах настоящего и будущего поколений в СССР принимаются необходимые меры для охраны и научно обоснованного, рационального использования земли и ее недр, водных ресурсов, растительного и животного мира для сохранения в чистоте воздуха и воды, обеспечения воспроизводства природных богатств и улучшения окружающей среды».* В качестве одной из основных обязанностей граждан СССР в Конституции записано: *«Граждане СССР обязаны беречь природу, охранять ее богатства».*

Вопросы охраны природы нашли также достойное отражение в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года». В них отмечается необходимость ...«последовательно улучшать охрану водных ресурсов страны. Завершить выполнение основных мероприятий по охране озера Байкал, бассейнов Балтийского, Каспийского, Черного и Азовского морей. Продолжить осуществление комплекса мер по охране водоемов Арктического бассейна, Средней Азии и Казахстана, а также по улучшению состояния малых рек и водохранилищ. Более рационально использовать водные ресурсы. Повысить эффективность работы очистных сооружений и установок». Трудно переоценить значение для усиления охраны водных ресурсов созданного в 1987 г. Государственного комитета СССР по охране природы.

Проводимые в нашей стране водоохранные мероприятия отнюдь не противопоставляются преобразованию речного стока. Напротив, они являются обязательным компонентом по временному и территориальному перераспределению стока. При этом, разумеется, должны быть приняты необходимые меры по снижению или полному предотвращению негативных явлений, все еще нередко сопутствующих созданию крупных водохранилищ и мелиоративных систем.

В области использования и охраны водных ресурсов нельзя не отметить также сотрудничество СССР с зарубежными странами и в первую очередь странами СЭВ по использованию пограничных вод. В результате двустороннего взаимовыгодного сотрудничества построен ряд необходимых гидроузлов комплексного назначения в таких странах, как ВНР, МНР, ПНР, СРР, ЧССР, а также в Финляндии, Иране и других сопредельных странах.

В 1976 г. вышло постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О мерах по предотвращению загрязнения бассейнов Черного и Азовского морей», в котором предусматривалось осуществить комплекс мероприятий, включая внедрение прогрессивной технологии производства, обеспечивающих полное прекращение сброса неочищенных хозяйственно-бытовых и промышленных сточных вод в водоемы бассейнов Черного и Азовского морей.

В том же году аналогичное постановление Совета Министров СССР принято по бассейну Балтийского моря, а в 1977 г. по охране от загрязнения Каспийского моря.

Эти постановления сыграли исключительную роль в организации водоохранных мер в стране и принесли ощутимые результаты.

Большое значение для охраны мирового океана имеет строительство в гаванях, принимающих танкеры, очистных сооружений для обработки балластных и других загрязненных нефтью вод. Такие сооружения созданы в Новороссийске, Одессе, Туапсе, Батуми, Находке, Вентспилсе, Клайпеде, а также в Актау, Красноводске, Нефтяных камнях на Каспии. Действующие установки собирают ежегодно более 100 тыс. т нефти, которая затем используется в промышленности.

Вместе с тем следует подчеркнуть, что охрана океана не может быть эффективной, если ограничиваться национальными рамками. Наша страна продолжает развивать сотрудничество в этом направлении с другими государствами, в частности с США, Великобританией, Канадой и Японией. В 1973 г. в Вашингтоне подписано соглашение между правительствами СССР и США в области исследования Мирового океана. Это позволит разработать научно обоснованные рекомендации по международной регламентации охраны океанских вод от загрязнения, отвести от них надвигающуюся угрозу пагубных биологических изменений и тем самым сохранить богатства океана для будущих поколений.

В 1973 г. СССР участвовал в Лондонской конференции, принявшей Международную конвенцию о предотвращении загрязнения воды вредными веществами всех видов, перевозимыми судами, а также отходами, образующимися на судах. В настоящее время СССР участвует в работе Комитета по водным проблемам Европейской экономической комиссии ООН. Существует еще несколько международных организаций по охране от загрязнения водоемов, в которых участвуют представители СССР и деятельность которых получает высокую оценку на международной арене.

4.6. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Перспективы развития гидроэнергетики в СССР определены Энергетической программой СССР, предусматривающей экономически оправданное дальнейшее комплексное освоение гидроэнергетических ресурсов Сибири, Дальнего Востока, Средней Азии и европейской части страны.

Эти задачи связаны с необходимостью качественного изменения структуры энергетического баланса страны в сторону форсированного развития ядерной энергетики для производства электрической и тепловой энергии и высвобождения на этой основе значительного количества органического топлива. При этом дальнейшее развитие гидроэнергетики органически увязывается с интересами всех отраслей народного хозяйства путем комплексного

использования гидроресусов для нужд водоснабжения, мелиорации, транспорта, рыбного хозяйства и др.

Основные направления развития гидроэнергетики намечены по основным регионам страны. В районах Сибири — дальнейшее освоение высокоэффективных гидроэнергетических ресурсов Ангаро-Енисейского бассейна и верховья Оби, в частности ее притока Катуни, где предполагается сооружение шести ГЭС суммарной мощностью около 4 млн. кВт с выработкой 19 млрд. кВт·ч. Сооружение крупных ГЭС Сибири будет иметь большое значение для энергоснабжения не только района Сибири, но и европейской части СССР. На их основе и местной сырьевой базе будут создаваться основные территориально-производственные комплексы с энергоемким производством.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке — строительство ГЭС на Витиме, Олекме и Колыме с целью создания необходимой энергетической базы развития народного хозяйства в зоне Байкало-Амурской магистрали и районов Северо-Востока.

В более далекой перспективе просматривается целесообразность освоения основного русла Лены, а также сооружение ГЭС на р. Амгуэме на Чукотке и р. Кроноцкой на Камчатке.

В европейской части страны — максимальное использование гидроэнергетических ресурсов рек Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья для смягчения напряженности энергетического баланса в этом регионе, а также строительство гидроаккумулирующих электростанций (§ 7.4) для повышения экономичности, качества и надежности работы ТЭС и АЭС в энергосистеме. Гидроаккумулирующие электростанции позволят также экономически наиболее эффективно разместить аварийные резервы мощности энергосистемы Центра. В 12-й пятилетке и далее получит дальнейшее развитие модернизация оборудования и реконструкция некоторых существующих ГЭС, строительство малых ГЭС и энергетических комплексов, технологически объединяющих АЭС и ГАЭС.

В Средней Азии и Казахстане — строительство гидроузлов комплексного назначения, обеспечивающих регулирование стока рек для выработки электроэнергии и развития орошаемого земледелия. С этой целью на завершаемом этапе произойдет полное освоение гидроэнергетического потенциала рек Вахша, Нарына и Иртыша.

Начнется строительство малых ГЭС на реках бассейнов оз. Иссык-Куль, Балхаш, а также на ранее построенных гидроузлах неэнергетического назначения, на оросительных каналах с максимальной унификацией основных гидротехнических сооружений и электросилового оборудования. Считается перспективным строительство каскада ГЭС на р. Чарын.

Таким образом, предположительно можно считать, что в обозримой перспективе может быть освоено 40—45 % экономического потенциала гидроэнергетических ресурсов страны (против 20 %, освоенных в настоящее время).

ГЛАВА 5

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Современные электростанции обычно не работают изолированно друг от друга, а определенным образом объединяются для совместной работы.

Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом называется энергетической системой (энергосистемой).

Та часть энергетических систем, которая охватывает лишь электроустановки электрических станций и электрических сетей, а также приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии, носит название электроэнергетической системы. В обиходе нередко, говоря об электроэнергетической системе, употребляют понятие энергетической системы.

Таким образом, электроэнергетические системы являются частью (подсистемой) энергетической системы.

Активная мощность, потребляемая в данный момент времени всеми потребителями энергосистемы, включая собственные нужды электростанций и потери мощности в электрических сетях, называется ее нагрузкой. Кривая изменения нагрузки во времени $P(t)$ называется графиком нагрузки.

Создание энергетических систем продиктовано рядом технико-экономических соображений. Объединение в единую систему потребителей, имеющих различный режим потребления электроэнергии (промышленность, транспорт, быт и др.), улучшает использование установленной мощности каждой электростанции. График суммарной нагрузки энергосистемы становится в этом случае менее пиковым, что при снижении суммарного максимума нагрузки энергосистемы сравнительно с суммой максимумов отдельных районов потребления дает уменьшение капитальных вложений при строительстве новых и снижает себестоимость производства электроэнергии существующих электростанций.

Объединение потребителей влечет за собой также уменьшение относительных колебаний суммарной нагрузки энергосистемы, обусловленных несовпадением во времени толчков (пиков) отдельных мощных потребителей (электропоезда, электропечи и т. п.), что в свою очередь облегчает эксплуатацию энергосистемы в части поддержания на необходимом уровне частоты и напряжения.

Объединение тепловых, атомных и гидравлических электростанций создает более благоприятные условия для использования энергоресурсов, а также ремонта оборудования на ТЭС и АЭС,

так как он в этом случае может проводиться в периоды повышенной приточности на ГЭС.

Чрезвычайно важным обстоятельством является то, что создание энергосистем наряду с улучшением экономического показателя использования энергоресурса обеспечивает надежность и бесперебойность энергоснабжения, а также устойчивость качественных показателей (частоты и напряжения) электроэнергии. Создается возможность уменьшения необходимого общего резерва мощности и электроэнергии.

Технико-экономические показатели энергосистем улучшаются при объединении их в энергосистемы более крупного масштаба. При этом чем *большее отличие по своим характеристикам имеют отдельные энергосистемы, тем больший энергоэкономический эффект получается при их объединении.* Особое значение в этом случае приобретает удельный вес в системе ГЭС и ГАЭС, позволяющих, как будет видно далее, облегчить снятие пиков суточных графиков нагрузки и прохождения ночных провалов ее.

Преимущества объединенных энергосистем (ОЭС) особенно проявляются в случае их «долготного» и «широтного» развития. В первом случае часы максимумов нагрузки смещены по времени, что приводит к снижению суммарного максимума объединения, а следовательно, к устранению необходимости ввода дополнительных мощностей. Во втором случае длительность часов максимума нагрузки у разных энергосистем может быть различной, что создает возможность маневрирования мощностями отдельных систем для улучшения электроснабжения наиболее напряженных районов.

Энергетическая система как производственный объект обладает рядом положительных особенностей:

создает условия для широкого внедрения средств автоматизации во все стадии электроэнергетического процесса, позволяет полностью автоматизировать мощные блоки ТЭС и отдельные электростанции (в первую очередь ГЭС) и подстанции, а также управление режимом работы всей энергосистемы. Это обстоятельство приобретает особое значение при разработке и внедрении автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) (гл. 16);

потребляет в общем случае все возможные к использованию виды энергетических ресурсов;

снабжает электроэнергией все отрасли народного хозяйства, обеспечивает их непрерывное развитие;

имеет разнообразный состав источников генерирования электроэнергии;

функционирует непрерывно, несмотря на то что отдельные элементы, ее составляющие, могут быть временно или постоянно выведены из работы;

включает в себя разнообразную и весьма разветвленную транспортную систему в виде линий электропередачи и распределительных сетей;

динамична во времени и в пространстве.

При планировании энергопроизводства нельзя ориентироваться, как во многих других отраслях народного хозяйства, только на потребность в энергии на планируемый период. Наряду с объемом продукции (валом) необходимо учитывать и режим потребления энергии во времени. Кроме того, должно соблюдаться как опережающее развитие энергосистемы, так и гармоничность всех ее звеньев.

В связи с тем, что при электропроизводстве осуществляется одновременный цикл производства, распределения и потребления энергии (§ 1.1), возникновение несогласованности в нем может отразиться на работе всей системы, что иногда может привести к тяжелейшим последствиям для народного хозяйства.

Таким образом, энергетическая система имеет целью функционирование и управление, имеет глубокие внутренние взаимосвязи между всеми элементами и внешней средой, иерархична по принципу организации и управления, т. е. является, как и ВХС, большой развивающейся искусственной кибернетической системой.

Такая система, имеющая связь с системами энергопотребления (промышленностью, сельским хозяйством, транспортом), оказывает все большее влияние на биосферу. При этом непрерывный рост мощности энергосистемы в масштабе планеты уже привел к тому, что воздействие ее на окружающую среду стало соизмеримо с мощностью геофизических, геологических и космических явлений, происходящих на Земле в естественных условиях.

Это требует специального нового подхода к планированию развития энергетики как с учетом типов источников энергии и их мощности, так и территориального размещения их.

5.2. ГРАФИКИ НАГРУЗКИ

Графики нагрузки энергосистемы являются основной характеристикой ее режима работы. В планировании и управлении режимами пользуются в основном суточными, недельными и годовыми графиками нагрузки. Графически они могут изображаться плавной, ломаной или ступенчатой кривой. В зависимости от характера потребителей энергии форма их будет различна. При одном и том же составе потребителя энергии они будут различны также в зависимости от времени года. Для большинства районов СССР в зимнее время за счет возрастания главным образом бытовой нагрузки общая за сутки нагрузка энергосистемы в нормальном режиме будет выше, чем летом. Аналогичная картина будет и для экстремальных значений нагрузки (максимальная нагрузка будет в зимние сутки, а минимальная — в летние). Однако в отдельных районах Средней Азии за счет бóльшего числа сезонных потребителей, в частности машинного орошения, летняя суточная нагрузка может быть больше зимней.

В соответствии с характером изменения нагрузки (плановая, т. е. регулярная, или случайная, т. е. нерегулярная) суточные графики нагрузки делятся на регулярные (плановые) и нерегулярные (неплановые). На рис. 5.1 изображен плановый, типичный для зимних рабочих дней ОЭС Центра суточный график нагрузки для непрерывного времени.

Суточный график нагрузки характеризуется в основном тремя показателями: максимальной суточной нагрузкой $P^{макс}$, минимальной суточной нагрузкой $P^{мин}$ и среднесуточной нагрузкой $\bar{P}_{сут}$, определяемой делением суточной выработки энергосистемы на 24 ч.

Та часть нагрузки, которая занимает зону от оси абсцисс до $P^{мин}$, носит название базовой (базисной), зона от $\bar{P}_{сут}$ до $P^{макс}$ — пиковой, ниже $\bar{P}_{сут}$ и выше $P^{мин}$ — полупиковой. Зона, верхняя граница которой лежит в полупиковой части графика, а нижняя в базисной, называется полубазисной. Аналогичные названия имеют и соответствующие режимы.

Для возможности различной оценки суточных графиков вводятся определенные показатели и коэффициенты. Отметим среди них наиболее распространенные.

Продолжительность использования максимума нагрузки $h^{макс}$ — отношение полной потребляемой электроэнергии энергосистемы за 1 сут к суточному максимуму нагрузки, т. е.

$$h^{макс} = Э / P^{макс}. \qquad (5.1)$$

Аналогично этому показателю используются показатель продолжительности использования установленной мощности, под которой понимается суммарная номинальная активная мощность всех генераторов электростанций энергосистемы:

$$h_{уст} = Э / N_{уст}, \qquad (5.2)$$

и коэффициент использования установленной мощности

$$K_{уст} = \bar{N}_{сут} / N_{уст} = Э / (N_{уст} \cdot 24) = h_{уст} / 24. \qquad (5.3)$$

Коэффициент заполнения (полноты, плотности) графика нагрузки — отношение среднесуточной нагрузки к максимальной, связан с коэффициентом $h^{макс}$ следующим образом:

$$\delta = \bar{P}_{сут} / P^{макс} = Э / (P^{макс} \cdot 24) = h^{макс} / 24. \qquad (5.4)$$

Коэффициент заполнения δ зависит от состава электропотребителей, сменности производства, удельного веса коммунальной нагрузки, совпадения пиков и провалов нагрузки потребителей и т. п. Обычно δ колеблется от 0,5 для крупных европейских энергосистем с преобладанием городских коммунальных потребителей до 0,95—0,97 для энергосистем с преобладанием энергоемких промышленных потребителей.

Коэффициент заполнения не является постоянным и изменяется в пределах недели и сезона. В субботние и особенно в воскресные дни он несколько больше. Он повышается также летом

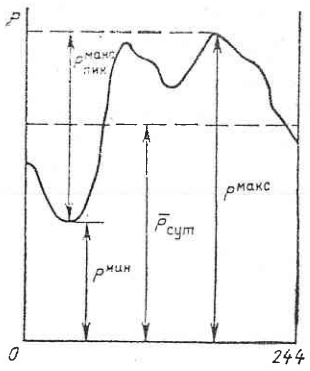


Рис. 5.1. Суточный график нагрузки энергосистемы

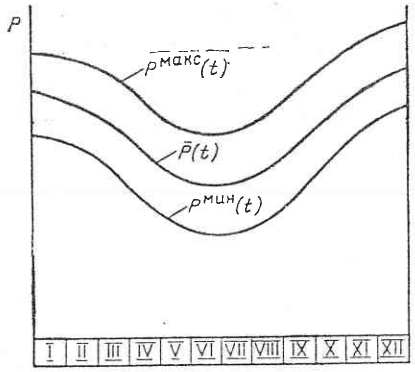


Рис. 5.2. Годовые графики нагрузки энергосистемы

вследствие несовпадения времени наступления промышленного и осветительного максимумов нагрузки.

Коэффициент минимума, который определяется отношением минимальной нагрузки к максимальной:

$$\beta = P^{мин}/P^{макс}. \qquad (5.5)$$

Рассмотренные показатели могут быть применены и для отдельных электростанций.

Суточные графики нагрузки используются как при проектировании энергетических систем и их отдельных элементов, так и при эксплуатации. В первом случае при известном составе потребителей электроэнергии они могут быть построены путем суммирования соответствующих нагрузок в сходные моменты времени. В более сложных случаях, связанных с прогнозированием, используются специальные методы, в основе которых лежат теория вероятностей и математическая статистика.

При эксплуатации суточные графики нагрузки определяют режим работы как системы в целом, так и всех элементов от генерирующих источников до высоковольтных линий (ВЛ) и распределительных сетей. Для эксплуатируемых энергосистем они прогнозируются с некоторым опережением времени (обычно за сутки). Поскольку искомый режим нагрузки из-за воздействия множества случайных факторов (метеорологическая обстановка, состояние ВЛ и т. д.) предсказать однозначно принципиально невозможно, для его определения используются специальные методы, в основе которых лежат теория случайных процессов и методы математической статистики. Ясно, что при этом график нагрузки может быть предсказан лишь с определенной степенью вероятности.

Зная графики нагрузки и потери мощности при передаче ее от генерирующих источников до потребителей, можем построить график мощности, необходимый для удовлетворения спроса потребителей.

Для поддержания требуемого качества электроэнергии необходимо поддерживать соответствующие уровни частоты и напряжения. Это требует передачи из сети потребителям не только активной, но и реактивной мощности. Поэтому для полной характеристики нагрузки по потребляемой мощности необходимо знать также и график реактивной мощности. Эти графики также носят множество элементов случайности и могут быть получены по такому же принципу, как и графики активной мощности.

Если суточные графики нагрузки разместить в хронологическом порядке друг за другом, то получатся графики, отражающие более длительные периоды (неделя, месяц, год). В проектной и эксплуатационной практике особое распространение имеют годовые графики. Однако в этом случае они строятся не с часовой дискретностью, а с суточной.

Используют графики максимальной, минимальной и среднесуточной нагрузки. Соответственно по оси ординат откладывают суточные максимумы и минимумы и среднесуточные нагрузки (рис. 5.2).

Площадь годового графика среднесуточных нагрузок $\bar{P}_{сут}$ определяет годовое потребление энергии всеми потребителями электроэнергии. Если энергосистема развивается, то к концу года ее нагрузка будет больше, чем в начале.

5.3. НАДЕЖНОСТЬ И РЕЗЕРВЫ

Успешное решение задач, связанных с повышением эффективности любого производства, достигается, в первую очередь, за счет роста надежности эксплуатируемой техники. В связи с этим возникает проблема обеспечения высокой надежности различных систем, устройств и механизмов, находящихся в эксплуатации.

Эта проблема нашла свое отражение в принятых на XXVII съезде КПСС «Основных направлениях социального и экономического развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года», в которых поставлена задача путем кардинального ускорения научно-технического прогресса осуществить за три пятилетки новую техническую реконструкцию народного хозяйства и на этой основе преобразовать материально-техническую базу общества.

Надежное по современным требованиям снабжение электроэнергией потребителей является важнейшей производственной функцией как энергетических систем, так и отдельных ее элементов.

Под надежностью работы энергосистемы будем понимать ее способность обеспечивать бесперебойное энергоснабжение потребителей и поддержание в допустимых пределах показателей качества электрической и тепловой энергии. В широком смысле надежность характеризуется вероятностью сохранения снабжения всех ее потребителей энергией надлежащего качества.

Одним из основных условий надежности электроэнергетической системы является устойчивость, под которой понимается способность системы при внезапных случайных возмущениях ее режима (как очень малых, так и очень значительных) восстанавливать свой первоначальный нормальный режим или режим, практически близкий к нему. Это свойство системы дополняют и конкретизируют понятием живучести, т. е. способности системы не допускать развития отдельных нарушений режима в каскадное развитие аварий с распространением отключений энергоисточника значительного пространственного масштаба и связанным с этим массовым и длительным нарушением питания потребителей.

Нарушение электроснабжения, а вместе с этим и появление ущерба у потребителей может быть вызвано рядом достаточно случайных причин, в основе которых лежит дефицит мощности, являющийся следствием различного характера аварий в системе и отдельных ее элементах (отключение генерирующего оборудования, линий электропередачи и т. п.), или ошибочного прогнозирования спроса мощности и электроэнергии, или, наконец, стихийных бедствий, влекущих дефицит энергоресурсов. Эти же причины приводят и к снижению качества отпускаемой электроэнергии.

Уровень надежности электроснабжения можно увеличить до какого угодно значения, например, путем повышения затрат на создание и эксплуатацию резервных мощностей, увеличение числа цепей, питающих электроэнергией потребителей, подключение дополнительных средств управляющей и вычислительной техники и др. Однако в каждом отдельном случае должен существовать определенный предел, выше которого повышать уровень надежности технически и экономически нецелесообразно.

Вопрос о выборе оптимального уровня надежности решается на основании технико-экономического сопоставления возможного ущерба от перерывов электроснабжения и затрат на повышение надежности.

В современных условиях надежное снабжение потребителей электроэнергией возможно лишь при наличии в энергосистеме определенного резерва мощности, компенсирующего случайные события, приводящие к дефициту мощности.

Под резервом мощности $N_{рез}$ понимается разность между располагаемой суммарной мощностью электростанций $N_{расп}$ (с учетом ремонтов) и суммарной нагрузкой потребителей P (с учетом потерь в сетях)

$$N_{рез} = N_{расп} - P. \qquad (5.6)$$

В свою очередь располагаемую мощность будем определять как установленную мощность энергосистемы с учетом имеющихся ограничений по мощности и возможных длительно допустимых перегрузок оборудования в данный момент (§ 5.4).

Суммарная резервная мощность энергосистемы включает в себя оперативный и ремонтный резервы. Распределение

ее между электростанциями энергосистемы определяется как функциональным назначением их, так и различными экономическими соображениями.

Оперативный резерв в свою очередь состоит из нагрузочного резерва $N_{н.рез}$, предназначенного для покрытия непредвиденных превышений нагрузок сверх плановых, и аварийного резерва $N_{а.рез}$, необходимого для замены оборудования, вышедшего из строя из-за аварии.

Ремонтный резерв $N_{р.рез}$ предназначен для планового вывода основного оборудования электростанций в ремонт и включает резерв для проведения текущих ремонтов и резерв для проведения капитальных и средних ремонтов.

Для обеспечения электроэнергией потребителей при превышении выпуска продукции или досрочного ввода в эксплуатацию новых объектов промышленного строительства предусматривают народнохозяйственный резерв.

Нагрузочный (частотный) **резерв** представляет собой мощность, необходимую для поддержания в системе заданного уровня частоты при внеплановых кратковременных, носящих случайный характер, колебаниях нагрузки. Значение этого резерва, как показывает опыт эксплуатации, зависит от масштаба и характера потребителей и обычно колеблется в пределах от 4—5 % для энергосистем с максимальной нагрузкой 3—5 млн. кВт до 1—1,5 % для объединенных энергосистем с нагрузкой, превышающей 25—30 млн. кВт. *Чем больше установленная мощность энергосистемы, тем меньше в процентном отношении требуется нагрузочный резерв, и, наоборот, чем меньше установленная мощность системы с относительно крупными потребителями энергии, тем больше должен быть удельный вес нагрузочного резерва.*

Особенностью нагрузочного резерва является то, что он всегда должен быть готов к использованию. Энергосистема в любой момент времени должна им располагать, для того чтобы воспринять случайно возникшую нагрузку. Это значит, *что нагрузочный резерв должен быть сосредоточен на вращающихся агрегатах.* Для этого агрегаты электростанций, ведущих частоту, работают с некоторой недогрузкой. В качестве таких электростанций обычно используют крупные электростанции с высокоманевренным оборудованием, каковыми могут быть в первую очередь гидроэлектростанции.

Для осуществления функций нагрузочного резерва гидроэлектростанциям дополнительный расход энергоресурса теоретически не требуется, поскольку его расход определяется средней нагрузкой. Однако при значительном изменении нагрузки снизится КПД, что приведет к потере энергоресурса (потери регулирования).

Во время маловодья на ГЭС имеется свободная мощность, что позволяет ей выполнять функции нагрузочного резерва (регулирования частоты). В периоды избытков воды ГЭС работает с полной установленной мощностью и регулировать частоту не может. В тех случаях, когда мощность ГЭС недостаточна для того,

чтобы обеспечить необходимый нагрузочный резерв, функции его возлагаются на те ТЭС, которые обладают достаточной мощностью и маневренностью агрегатов. Однако работа последних в резкопеременном режиме влечет за собой перерасход энергоресурса.

Аварийный резерв, как уже отмечалось, предназначен для того, чтобы обеспечить нормальное и бесперебойное снабжение электроэнергией потребителей системы при аварийном выходе из строя ее отдельных элементов. *Отсюда следует, что такой резерв должен быть общесистемным, хотя в отдельных случаях целесообразно иметь и внутристанционный резерв.*

Мощность аварийного резерва должна быть обеспечена соответствующим аварийным запасом энергоресурса. При создании такого резерва необходимо принимать во внимание следующие положения:

1. Замена аварийно простаивающего оборудования в энергосистеме, состоящей из однотипных электростанций (только ТЭС, АЭС и ГЭС), практически не требует резерва энергоресурса. Действительно, в случае выхода из строя, например, агрегата ТЭС и при замене его однотипным резервным турбоагрегатом расход топлива в системе практически не изменится, аналогичное положение будет и при замене аварийных агрегатов ГЭС или АЭС однотипными.

2. При нормальной организации топливоснабжения и складирования топлива на ТЭС ее резервная мощность может быть использована и для замены аварийно простаивающих агрегатов ГЭС. Резервная мощность ТЭС является в таком случае более полноценной, чем на ГЭС, так как она в нормальных условиях практически всегда обеспечена энергоресурсом — топливом и может выполнять функцию системного резерва. Однако практически в силу ряда причин это положение в современных условиях трудно осуществимо.

3. Резервная мощность ГЭС может быть использована только при наличии соответствующего дополнительного объема воды в водохранилище.

Из сказанного как будто следует, что резервную мощность энергосистемы целесообразно концентрировать на ТЭС, благодаря чему вопрос о резерве энергоресурса сам собой отпал бы. Однако это далеко не так вследствие того, что дополнительные агрегаты ГЭС значительно дешевле дополнительных агрегатов ТЭС и установка резервной мощности только на ТЭС экономически может быть не оправдана. Оптимальное решение о размещении резерва должно быть найдено расчетом при минимуме народнохозяйственных затрат.

Необходимый для обеспечения аварийной мощности запас воды в водохранилище ГЭС может быть обеспечен двумя способами: путем выделения из полезного объема водохранилища специального резервного объема и поддержания его постоянным в течение всего периода регулирования и путем использования части полезного объема водохранилища с последующим восстановлением его.

В первом случае ввиду того, что резервный объем исключается из регулируемого, рабочая мощность ГЭС (§ 5.4) будет снижена. Поэтому такой способ резервирования энергоресурса на ГЭС в ряде случаев является неоправданным.

Второй способ является более предпочтительным, но и он имеет свои недостатки. В процессе регулирования уровень воды в водохранилище непрерывно изменяется, следовательно, будут различны возможности временного использования водохранилища для аварийной сработки. При наполненном водохранилище эти возможности будут достаточно велики, а по мере сработки они будут непрерывно уменьшаться до тех пор, пока при полной сработке не перестанут существовать совсем.

Кроме того, на режим водохранилища ограничения могут наложить неэнергетические участники комплекса. Так, по условиям судоходства в ряде случаев, в частности при разомкнутом каскаде, необходимы постоянные попуски в нижний бьеф. Следовательно, в навигационный период, когда эти попуски достаточно велики, возможность послеаварийного наполнения водохранилища может быть существенно ограничена или даже полностью исключена. Аналогичные ограничения могут накладываться и водопотребителями, расположенными в нижнем бьефе ГЭС. При этом некоторые участники комплекса налагают ограничения в летний период, другие — в зимний. Наконец, ограничения могут быть вызваны и конструктивными особенностями гидротехнических сооружений ГЭС.

Условия, обеспечивающие возможность восстановления аварийно сработанного водохранилища, являются, таким образом, достаточно сложными. *Восстановление водохранилища может быть осуществлено лишь при продолжительном снижении выработки ГЭС в послеаварийный период с соответствующей нагрузкой резерва мощности ТЭС.* Все эти факторы в совокупности определяют возможный объем накопления воды в водохранилище ГЭС. Размер его должен определяться с учетом как предельной аварийной сработки водохранилища, так и возможности восстановления его за счет резервной мощности ТЭС.

Имеющиеся для определения аварийного резерва различные методы являются достаточно громоздкими (особенно при большом количестве агрегатов в системе) и обычно требуют больших затрат ручного и даже машинного счета. Кроме того, в расчете из-за неопределенности исходной информации нет необходимой детерминированности. В силу этого на стадии предварительных расчетов аварийный резерв для современных мощных энергосистем обычно принимается равным от 3 до 12 % максимальной нагрузки. *Чем больше установленная мощность энергосистемы, тем обычно меньше относительное значение аварийного резерва.*

Практика эксплуатации энергетических систем показывает, что при дефиците пиковой мощности аварийный резерв может частично или полностью переходить в рабочую мощность и использоваться для покрытия пиков нагрузки. При напряженном топлив-

но-энергетическом балансе особое значение имеет аварийный резерв, сосредоточенный на ГЭС. Аварийный резерв энергосистемы не должен быть меньше единичной мощности самого крупного в ней агрегата.

Полный оперативный резерв в общем случае обосновывается экономическим расчетом путем сопоставления ущербов от вероятного недоотпуска электроэнергии в дефицитных ситуациях с затратами на создание такого резерва.

В общем случае размер оперативного резерва зависит от структуры генерирующих источников энергосистемы, типа и единичной мощности агрегатов, средней аварийности агрегатов, конфигурации графиков нагрузки энергосистем и ряда других факторов.

В объединенных энергосистемах при наличии между отдельными системами сетевых связей достаточной пропускной способности возможно некоторое снижение оперативного резерва за счет взаимопомощи энергосистем как в аварийных ситуациях, так и при регулировании частоты.

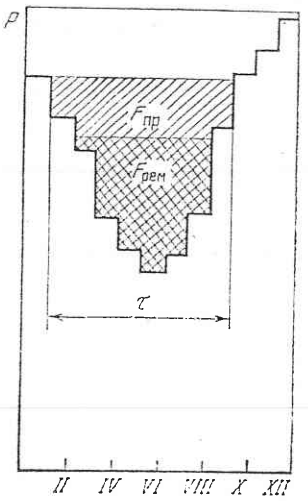
Ремонтный резерв. Для повышения надежности и снижения аварийности агрегаты электростанций должны периодически выводиться в планово-предупредительный ремонт. Этот ремонт может быть текущим, когда работа по устранению дефектов и замене изношенных частей не требует значительной разборки агрегатов, или капитальным и средним, когда подобные работы связаны с частичной или полной разборкой агрегатов, что ведет к длительному простою.

Текущий ремонт агрегатов электростанций осуществляется эпизодически примерно один раз в месяц. Его резерв в период прохождения максимума нагрузки определяется нормативами в процентах мощности агрегатов соответствующих типов. При этом ГЭС сезонного регулирования в периоды работы в пике графика нагрузки в резерве на осуществление текущего ремонта не нуждаются, так как для этого имеется достаточно времени в период вынужденных остановок. Не предусматривается резерв и для КЭС с поперечными связями, имеющими резервные котлы. Для блочных агрегатов КЭС эти нормативы колеблются от 4 до 6,5 % (агрегаты мощностью от 100 до 1200 МВт) и 4—6 % для агрегатов АЭС.

Капитальный и средний ремонты основного оборудования должны осуществляться в определенные сроки. Так, обычно считается, что после года начальной эксплуатации все оборудование должно пройти капитальный ремонт. В дальнейшем паровые котлы должны ремонтироваться через каждые 1—2 года; паровые турбины — 1 раз в 2 года; генераторы — через 2—3 года; гидротурбины — через 4 года эксплуатации. При этом среднегодовые нормы простоя в капитальном и среднем ремонтах для гидроагрегатов принимают 0,25—0,5 мес, для агрегатов ТЭС с поперечными связями — 0,33, для агрегатов мощностью 150—1200 МВт — 0,53—0,86 мес. Для АЭС среднегодовой простой энергоблока принимается равным 1,5 мес.

Капитальный и средний ремонты должны осуществляться в

Рис. 5.3. Площадь провала графика нагрузки и необходимая ремонтная площадь



основном в период сезонного провала годового графика нагрузки, когда на электростанциях имеются неиспользованные мощности. Так, из рис. 5.3, на котором годовой график максимальной нагрузки энергосистемы представлен в динамике, видно, что ремонт может быть осуществлен в период времени τ, когда вследствие уменьшения нагрузки образуется соответствующая сезонная площадь провала $F_{пр}$ графика нагрузки.

При решении вопроса о необходимости создания для данной энергосистемы специального ремонтного резерва следует прежде всего определить, какая ремонтная площадь $F_{рем}$ требуется, чтобы в данном расчетном году отремонтировать предусмотренные планом агрегаты. Для этого следует мощность каждого планируемого для ремонта агрегата умножить на соответствующую нормированную длительность ремонта и полученные результаты суммировать. Ремонтный резерв, очевидно, будет необходим в том случае, если площадь сезонного провала нагрузки $F_{пр}$ будет меньше площади, необходимой для ремонта $F_{рем}$.

Для районных энергосистем, входящих в объединенные энергосистемы, возможности проведения капитальных и средних ремонтов могут быть увеличены за счет передачи сезонных избытков мощности из тех систем, где площадь провала годового графика нагрузки использована не полностью. Аналогичная ситуация может возникнуть для ОЭС, входящих в ЕЭС.

Необходимый резерв на капитальный ремонт определяется по формуле

$$N_{рез.к.р} = \frac{\sum_{i=1}^{n} N_i t_{к.рi} - F_{пр} k_{пр}}{12}, \qquad (5.7)$$

где N_i — мощность i-го агрегата в энергосистеме, МВт; $t_{к.рi}$ — норма простая, мес; n — число агрегатов в энергосистеме; $F_{пр}$ — площадь провала графика нагрузки, МВт·мес; $k_{пр}$ — коэффициент использования провала графика, равный 0,9—0,95.

На ремонтный резерв существенное влияние оказывает конфигурация годового графика нагрузки энергосистемы и характер внутригодового роста ее располагаемой мощности. При отсутствии прироста мощности системы (статический график) осуществление капитального ремонта нередко вызывает значительные трудности. Ясно, что резервная мощность будет всегда дублирующей (§ 5.4).

Вопрос о целесообразности размещения ремонтного резерва решается на основании экономического сопоставления затрат на установку резерва на ТЭС или ГЭС. В качестве резерва может использоваться сезонная мощность ГЭС в те периоды, когда она обеспечена водой.

Наряду с резервом, необходимым для проведения плановых ремонтов, в случае надобности в него может быть добавлен дополнительный резерв для восстановительного ремонта (модернизации) отработавшего расчетный ресурс оборудования электростанций. В среднем этот резерв на перспективу намечается в размере 1—2 % максимума нагрузки энергосистем.

Народнохозяйственный резерв, как было сказано выше, предназначен для покрытия сверхпланового превышения нагрузки, являющегося следствием превышения плана выпуска продукции и сверхпланового роста электропотребления. Народнохозяйственный резерв требует полного обеспечения энергоресурсами. Обычно считается, что необходимый народнохозяйственный резерв составляет не менее 1—2 % установленной мощности энергосистемы при среднегодовом росте электропотребления до 10 % и возможности перевыполнения плана на 10—20 %.

Практически этот вид резерва специально не устанавливается, а обеспечивается соответствующим опережением развития энергосистемы (ввода новых мощностей) по сравнению с плановым развитием потребителей электроэнергии.

Таким образом, суммарный (расчетный) резерв мощности энергосистемы без учета народнохозяйственного резерва, необходимый для обеспечения ее нормальной работы в процессе развития и эксплуатации, должен составлять

$$N_{\text{рез.с}} = N_{\text{н.рез}} + N_{\text{а.рез}} + N_{\text{р.рез}}. \qquad (5.8)$$

Наиболее целесообразное размещение оперативного резерва с точки зрения обеспечения максимальной надежности определяется технико-экономическими характеристиками тех электростанций конкретной энергосистемы, которые обеспечивают с необходимой оперативностью включение нужной резервной мощности. Однако во всех случаях предпочтение следует отдать размещению резерва в центре или вблизи крупных узлов нагрузки, так как это повышает уровень надежности. Разумеется, это не исключает возможности размещения резервов и вдали от крупных центров нагрузки, когда это экономически оправдывается и ВЛ достаточно надежны.

При рассмотрении резервов энергосистемы мы не останавливались на возможности использования для этой цели мощности АЭС. Теоретически выполнять функцию нагрузочного резерва атомные электростанции могут. В этом случае реактор должен работать с некоторой недогрузкой. Если же вся его мощность находится в горячем резерве, то необходимый режим поддерживается на растопочном топливе при слабой циркуляции воды в небольшой выработке пара. Для турбин горячий резерв в этом случае обеспечивается работой на холостом ходу или в двигательном режиме, когда генератор не отключается от сети и работает как двигатель.

Однако следует иметь в виду, что по условиям обеспечения надлежащего уровня надежности оборудования АЭС и экономичности ее работы следует избегать нестационарного режима АЭС, поэтому функция регулирования частоты на атомные электростанции в современных условиях практически не возлагается.

Что касается аварийного резерва, то здесь возможности АЭС принципиально не отличаются от возможностей ТЭС.

При выводе в капитальный ремонт или длительный резерв оборудование АЭС расхолаживается и консервируется. При краткосрочном (несколько часов) выводе в резерв или текущий ремонт оборудование АЭС поддерживается в горячем состоянии.

5.4. БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

Одной из основных особенностей электроэнергетического производства, как указывалось, является то, что электроэнергия не может быть выработана в отрыве от ее потребления. В настоящее время техника еще не располагает экономически целесообразными и технически приемлемыми средствами аккумуляции электроэнергии в необходимых масштабах. Поэтому как в каждые отдельные моменты времени, так и за любой период должен соблюдаться баланс между спросом на электроэнергию со стороны потребителей и выработкой ее на электростанциях. Этот баланс, естественно, должен быть обеспечен как по мощности, так и по выработке электроэнергии.

Баланс активной мощности энергетической системы сводится к тому, что в любой момент времени t генерирующая мощность всех ее электростанций должна равняться суммарной нагрузке потребителей плюс потери в сетях:

$$\sum_{i=1}^{I} N_i(t) = \sum_{\nu=1}^{N} P_\nu(t) + \sum_{\mu=1}^{M} \Delta P_\mu(t), \qquad (5.9)$$

где i — номер электростанции ($i=1, 2, \ldots, I$); ν — номер объединенного узла потребителей (понизительной подстанции), $\nu=1, 2, \ldots, N$; μ — номер элемента распределительной сети, $\mu=1, 2, \ldots, M$.

Это равенство обеспечивается автоматически регулированием режима системы, и всякое нарушение его может привести к тяжелым системным авариям.

Для характеристики активной мощности используется ряд установленных терминов и понятий.

Мощность электростанций, представляющая собой сумму номинальных (заводских или перемаркированных) мощностей всех установленных и находящихся в эксплуатации первичных двигателей (турбин), связанных с генераторами (агрегатов), называется установленной мощностью электростанции. При этом если на

электростанции имеются отдельные агрегаты, обслуживающие ее собственные нужды, то мощности их также будут являться частью установленной мощности. Если номинальная мощность генератора меньше номинальной мощности турбины, установленная мощность агрегата определяется по номинальной мощности генератора. Соответственно *установленной мощностью энергетической системы называется сумма установленных мощностей всех электростанций, входящих в нее.*

Располагаемая мощность $N_{расп}$ электростанции — это установленная мощность за вычетом разрывов и ограничений электрической мощности. Причинами разрывов между установленной и располагаемой мощностями могут быть следующие: дефекты — конструктивные и технологические недостатки основного и вспомогательного оборудования; недостаточная производительность механизмов собственных нужд (тягодутьевых, устройств золоудаления, пылеприготовления и т. п.); недостаточная производительность топливоподачи; несоответствие используемого топлива топочным устройствам и другим элементам котлоагрегата; недостаточная паропроизводительность котельной установки; задержка строительства и ввода в эксплуатацию общестанционных устройств и вспомогательного оборудования (дымовых труб, топливопередачи, градирен и т. д.) на тепловых электростанциях и гидросооружений (водохранилищ, бассейнов, водоводов и т. д.) на гидроэлектростанциях; недостаточная мощность повышающей подстанции, пропускная способность линий электропередачи и др.

Причинами ограничений мощности тепловых электростанций являются: отсутствие или недостаточность тепловых нагрузок для турбин с противодавлением; повышение против установленной тепловой мощности электростанции для покрытия избыточных тепловых нагрузок, а также недостаток топлива или плохое качество его. Аналогичные ограничения могут быть и на атомных электростанциях. На гидроэлектростанциях режимные ограничения могут иметь место при недостаточном напоре вследствие снижения уровня верхнего бьефа или повышения уровня нижнего бьефа при больших холостых сбросах воды, а также при недостаточном расходе в связи с неблагоприятными гидрологическими условиями. На электростанциях всех типов ограничения мощности могут иметь место при недоиспользовании ее на агрегатах, относящихся к категории новой техники (головных образцах) в период их освоения, а также при выводе части агрегатов в режим синхронного компенсатора или режим испытаний.

Подобного рода ограничения образуют так называемую связанную мощность $N_{связ}$.

Таким образом,

$$N_{уст}=N_{расп}+N_{связ}. \qquad (5.10)$$

Располагаемая мощность с учетом снижения ее вследствие вывода части агрегатов в ремонт $N_{рем}$, на консервацию $N_{конс}$ или

реконструкцию $N_{рек}$ носит название рабочей мощности:

$$N_{раб}=N_{расп}-N_{рем}-N_{конс}-N_{рек}. \qquad (5.11)$$

Значения располагаемой и рабочей мощности могут быть повышены за счет некоторой допустимой (по эксплуатационным условиям) перегрузки оборудования.

Рабочая мощность за вычетом мощности неработающих агрегатов $N_{откл}$ образует включенную мощность $N_{вкл}$

$$N_{вкл}=N_{раб}-N_{откл}. \qquad (5.12)$$

При этом действительная мощность, с которой работают включенные в сеть агрегаты, называется фактической мощностью.

Таким образом, принимая во внимание (5.10) и (5.11), получаем

$$N_{уст}=N_{расп}+N_{связ}=N_{раб}+N_{рем}+N_{конс}+N_{рек}. \qquad (5.13)$$

Это выражение справедливо как для отдельной электростанции, так и для системы в целом. При этом каждое слагаемое отражает соответственно сумму по числу агрегатов или электростанций.

Не трудно видеть, что при проектировании всякое перераспределение установленной мощности системы между ГЭС и ТЭС (включая АЭС) должно сопровождаться сохранением соответствующего баланса. В этом случае уменьшение установленной мощности ГЭС повлечет за собой соответствующее увеличение установленной мощности ТЭС и наоборот.

Часть установленной мощности ГЭС, которая не может быть уменьшена без соответствующего увеличения мощности ТЭС (или АЭС), носит название вытесняющей мощности

$$N_{вытГЭС}=N^{макс}_{рабГЭС}+N_{резГЭС}. \qquad (5.14)$$

В энергетических системах в некоторых экономически оправдываемых случаях оказывается выгодным иметь установленную мощность несколько больше вытесняющей мощности. В этом случае дополнительная мощность используется при замене части мощности энергосистемы, которая по каким-либо причинам не имеет нагрузки и, следовательно, не работает. Указанная дополнительная (избыточная) мощность системы носит название дублирующей.

Дублирующую мощность обычно устанавливают на ГЭС и, как правило, при мало зарегулированном стоке. В этом случае установленная мощность ГЭС, выбранная по условиям межени, получилась бы сравнительно небольшой, в результате чего имелись бы неоправданно большие холостые сбросы воды. Это в свою очередь повлекло бы за собой не только потерю в выработке, но и удорожание установки, так как потребовалось бы расширить водосливный фронт плотины. Вместе с тем установка на ГЭС дополнительной мощности позволит получать сезонную энергию и соответствующее снижение выработки энергии тепловыми элек-

тростанциями, т. е. экономию топлива. Целесообразность установки дублирующей (сезонной) мощности определяются энергоэкономическими расчетами (§ 23.2).

Таким образом, в общем случае установленная мощность ГЭС

$$N_{\text{уст ГЭС}} = N_{\text{выт ГЭС}} + N_{\text{дуб ГЭС}}. \qquad (5.15)$$

На основании (5.15) с учетом (5.14) полную установленную мощность энергосистемы, состоящей из ГЭС и ТЭС (включая АЭС), можно определить равенством

$$N_{\text{уст.с}} = N^{\text{макс}}_{\text{раб ГЭС}} + N_{\text{рез ГЭС}} + N_{\text{дуб ГЭС}} + N^{\text{макс}}_{\text{раб ТЭС}} + N_{\text{рез ТЭС}}, \qquad (5.16)$$

где

$$N^{\text{макс}}_{\text{раб ГЭС}} + N_{\text{рез ГЭС}} + N_{\text{дуб ГЭС}} = N_{\text{уст ГЭС}}; \qquad (5.17)$$

$$N^{\text{макс}}_{\text{раб УЭС}} + N_{\text{рез ГЭС}} = N_{\text{уст ТЭС}}. \qquad (5.18)$$

Часть установленной мощности, как указывалось выше, может в некоторые периоды времени не использоваться.

Обычно баланс мощности за некоторый период времени представляется в графической форме. Такие графики составляются как для отдельных суток, так и для целого года. В последнем случае на график наносятся лишь максимальные значения мощности за каждые сутки. На рис. 5.4 представлен график баланса мощности энергосистемы при отсутствии ремонтного и народнохозяйственного резервов ($N_{\text{рез}}$ включает лишь оперативный резерв), а также без прироста мощности системы в году. На этом графике для простоты не показана работа ГЭС в базе нагрузки, где также должны располагаться блочные ТЭС и АЭС.

Очевидно, что суточный баланс мощности энергосистемы, являющийся основой для всех энергетических расчетов, будет одновременно являться и суточным балансом электроэнергии.

В общем случае балансы электроэнергии и мощности системы всегда тесно связаны между собой. Нельзя изменить баланс электроэнергии, не изменив баланса рабочей мощности, и наоборот. Это означает, что эти балансы нельзя составлять независимо друг от друга.

Балансы электроэнергии составляют для сопоставления размеров потребности энергосистемы в электроэнергии с возможностью производства ее на электростанциях и получения из других энергосистем. Баланс электроэнергии может быть представлен как в виде таблицы, так и в виде графика изменения среднесуточных мощностей. Так как $Э_{\text{сут}} = \bar{N}_{\text{сут}} \cdot 24$, то площадь графика среднесуточной нагрузки выражает в некотором масштабе выработку электроэнергии в течение этого промежутка времени. Теряемая при этом наглядность связи баланса электроэнергии с балансом рабочей мощности восполняется дополнительно строящимися графиками суточного баланса для ряда характерных суток.

Исходя из сказанного, уравнения балансов электроэнергии и мощности энергосистемы при отсутствии в ней ГАЭС для любого

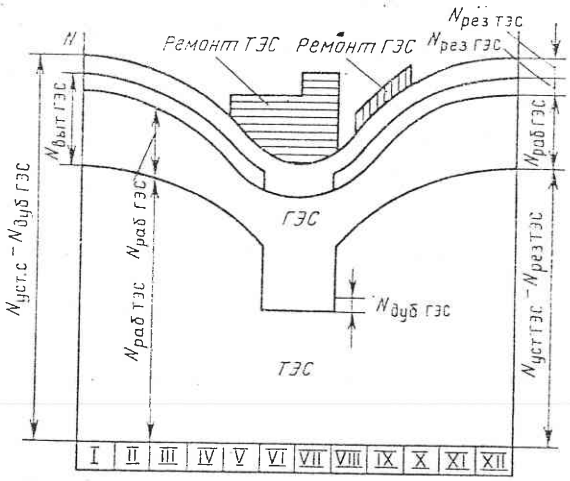


Рис. 5.4. Годовой баланс мощности энергосистемы

промежутка времени в общем виде можно выразить следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} Э_{\text{с}} &= Э_{\text{ТЭС}} + Э_{\text{АЭС}} + Э_{\text{ГЭС}}; \\ \bar{N}_{\text{с}} &= \bar{N}_{\text{ТЭС}} + \bar{N}_{\text{АЭС}} + \bar{N}_{\text{ГЭС}}. \end{aligned}\right\} \qquad (5.19)$$

В предшествующих рассуждениях не учитывалось, что при передаче электроэнергии часть ее неизбежно будет потеряна и потребитель всегда получит ее меньше, чем выработано на электростанциях. Поэтому если выполненные балансовые соотношения относить к потребителю, то они должны быть дополнены соответствующими потерями электроэнергии в ВЛ и на собственные нужды электростанций. Не учитывалось также наличие в системе ГАЭС и других энергетических установок.

Режимы энергетической системы, основанные на рассмотренных выше балансовых соотношениях и отражающие распределение нагрузки между отдельными электростанциями с учетом их режимных особенностей, должны удовлетворять определенным требованиям. Эти требования вытекают из необходимости такого удовлетворения потребителей электроэнергией и такого обеспечения водой неэнергетических участников водохозяйственной системы, при которых народное хозяйство получит наибольший экономический эффект.

Исходя из этого энергосистема должна удовлетворять следующим основным требованиям:

бесперебойное электроснабжение потребителей как по количеству электроэнергии, так и по мощности; надежность электроснабжения; качество электроэнергии; наибольшая экономичность режима.

Можно заметить, что некоторые из перечисленных требований противоречат друг другу; так, обеспечение наибольшей экономич-

ности режима может противоречить осуществлению оптимального уровня надежности или поддержанию надлежащего качества электроэнергии и т. д. Однако эти противоречия практически можно легко преодолеть, исходя из конкретных условий на основе взаимоуступок.

5.5. РОЛЬ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РАЗВИТИИ ЭКОНОМИКИ И ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ СССР

Народнохозяйственное значение гидроэнергетического строительства. Установленная мощность гидроэлектростанций СССР к началу 1986 г. превысила 61 млн. кВт и составила около 20% установленной мощности всех электростанций страны, выработка электроэнергии на ГЭС превысила 213 млрд. кВт·ч и составила 14% электроэнергии, произведенной всеми электростанциями.

Характерной особенностью развития гидроэнергетики в СССР является то, что крупное гидроэнергетическое строительство, как правило, становилось основой для индустриального развития целых регионов. Этому способствовало создание в результате строительства ГЭС не только мощных источников дешевой электроэнергии, но и новых надежных транспортных связей, баз строительной индустрии, поселков и городов. Так, строительство крупных ГЭС Ангаро-Енисейского каскада положило начало образованию крупнейших территориально-производственных комплексов (ТПК) в Сибири и освоению дешевых и легко доступных богатств этого крупного региона страны. На такой основе были созданы крупнейший в Восточной Сибири Братско-Усть-Илимский ТПК, в котором получили развитие цветная металлургия, горнорудная, лесная и лесоперерабатывающая промышленность. Вторым крупным промышленным объединением является Средне-Енисейский ТПК, включающий в себя лесопромышленный комплекс и два горно-обогатительных комбината.

На базе Саяно-Шушенской ГЭС создан Саянский ТПК, в состав которого вошло несколько предприятий различных отраслей промышленности. По мере дальнейшего освоения гидроэнергетического потенциала Ангаро-Енисейского каскада возможно создание других крупных промышленных комплексов.

Строительство гидроэлектростанций позволяет также осуществить большие преобразования в сельскохозяйственном производстве. Так, создание водохранилищ создает возможность ликвидировать распыленность и измельченность в размещении сельскохозяйственных предприятий, улучшить специализацию, повысить концентрацию и интенсификацию сельскохозяйственного производства; приблизить пахотные и другие сельскохозяйственные угодья к промышленным центрам; создать лучшие культурно-бытовые условия сельского населения в зонах водохранилищ.

В настоящее время водохранилища ГЭС позволяют осуществить орошение земель на площади более 10 млн. га.

Помимо роста темпов развития промышленности и сельского хозяйства строительство ГЭС оказывает значительное влияние на

решение различных социально-экономических проблем, в частности по переустройству быта поселков и городов, попадающих в зону водохранилищ. Мелкие разрозненные поселки с плохими коммуникациями и низким уровнем благоустройства объединяются в крупные населенные пункты и города. Это создает возможность привлекать население к более производительному труду и пользоваться всеми видами городского благоустройства и обслуживания.

Создается возможность интенсивного освоения берегов и водных пространств водохранилищ в спортивно-оздоровительных целях.

Сооружение каскадов ГЭС на Днепре, Волге и Каме обеспечило создание глубоководных речных путей, что позволило существенно увеличить объемы грузоперевозок наиболее дешевым речным транспортом на большей части европейской территории страны.

Велика роль водохранилищ крупных ГЭС по защите территории и народнохозяйственных объектов от наводнений. Практически исключены немалые ежегодные ущербы, наносимые ранее наводнениями на Волге и Днепре.

Как указывалось в § 4.4, в результате строительства ГЭС произошли существенные изменения естественных условий воспроизводства рыбных запасов в низовьях зарегулированных рек и в особенности ценных проходных рыб. Принятые меры по борьбе с этим негативным последствием еще не привели к его полной ликвидации.

Вместе с тем на водохранилищах создаются рыбозаводы, нерестово-выростные хозяйства и осуществляются другие мероприятия, способствующие увеличению рыбных запасов. Кормовая база водохранилищ ГЭС позволяет существенно повысить их рыбопродуктивность. Так, в Днепре ежегодные уловы рыбы на зарегулированном участке уже в 3 раза превысили размеры уловов до строительства водохранилищ.

Гидроэнергетическое строительство имеет большое значение для развития народного хозяйства Средней Азии. Помимо осуществления орошения здесь в значительной мере решен вопрос сохранения богатейших запасов природного газа и использования его в важнейших отраслях народного хозяйства, передачи в дефицитные по топливу регионы европейской части страны и Урала. На базе Нурекской ГЭС развивается крупнейший в Средней Азии Южно-Таджикский энергопромышленный комплекс.

Гидроэнергетическое строительство весьма благоприятно для развития народного хозяйства Дальнего Востока — богатого гидроэнергетическими ресурсами обширного региона.

Гидроэнергетическое строительство имеет также большую энергоэкономическую значимость для народного хозяйства. При отсутствии строительства ГЭС пришлось бы сооружать тепловые и атомные электростанции с выполнением тех же функций, что и ГЭС в энергосистеме (покрытие пиков нагрузки, регулирование

частоты и т. п.). Это, как указывалось в § 5.3, вызывает большие технические сложности. Кроме того, это потребовало бы дополнительного расходования топлива. В настоящее время ежегодная экономия ископаемого топлива от осуществленного гидроэнергостроительства в стране составляет более 80 млн. т условного топлива. При этом особенно важна экономия топлива, обеспечиваемая работой ГЭС в европейской части страны, где она достигает ежегодно 35 млн. т условного топлива.

Другим фактором народнохозяйственной эффективности гидроэнергетики является экономия трудовых ресурсов. Для гидроэлектростанций характерна существенно более высокая производительность труда, чем для тепловых и атомных электростанций. Кроме того, при оценке трудовых затрат на производство электроэнергии на электростанциях, потребляющих топливо, учитываются затраты на его добычу, обогащение и доставку. В результате численность персонала на ГЭС в 10—12 раз ниже, чем на электростанциях, рекомендуемых для строительства взамен ГЭС. Вместе с тем следует иметь в виду, что вследствие большей капиталоемкости гидроэнергетического строительства по сравнению со строительством ТЭС осуществление его связано с необходимостью в период строительства ГЭС использовать дополнительные трудовые ресурсы. Однако в случае отсутствия гидроэлектростанций и замены их тепловыми электростанциями на добыче и транспорте топлива должно было бы работать людей в 3,5—4 раза больше, чем работает в настоящее время в гидроэнергетике.

Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, значительно ниже, чем на тепловых и атомных электростанциях. Это объясняется более высокой производительностью труда по эксплуатации, отсутствием затрат на добычу и транспорт топлива, меньшим потреблением электроэнергии на собственные нужды, низким процентом амортизационных отчислений и меньшими затратами на ремонт. Вместе с тем себестоимость электроэнергии ГЭС зависит от водности года. Чем ниже водность года, тем выше себестоимость вырабатываемой электроэнергии.

В целом себестоимость электроэнергии на ГЭС более чем в 5 раз ниже, чем на ТЭС и АЭС и более чем на порядок ниже средних тарифов на электроэнергию, вырабатываемую электростанциями Минэнерго СССР. Последнее создает более высокую рентабельность эксплуатируемых ГЭС, чем рентабельность энергетики в целом. Годовая прибыль от реализации электроэнергии, выработанной на ГЭС, значительно превышает сумму ежегодных капиталовложений в строительство ГЭС.

Гидроэнергетическое строительство характеризуется значительно более низким удельным расходом наиболее ценных строительных материалов. Так, расход металла на 1 кВт мощности строящихся в настоящее время ГЭС составляет около 30 кг, в то время как на ТЭС — 50 кг, на АЭС — 80 кг.

Таким образом, гидроэнергетическое строительство оказывает огромное влияние как на ускорение темпов роста и размещения

промышленного производства, преобразования сельского хозяйства в прилегающих к водохранилищам районах, так и на решение важных социально-экономических проблем.

Развитие гидроэнергетики большое значение имеет также для дальнейшего совершенствования топливно-энергетического баланса страны.

Роль ГЭС и ГАЭС в формировании и функционировании ЕЭС СССР. Выдвинутый в плане ГОЭЛРО принцип концентрации производства электроэнергии на мощных районных электростанциях и централизации энергоснабжения от общей электрической сети стал основным направлением развития советской энергетики. В связи с этим в СССР с первых лет советской власти создавались энергосистемы, которые по мере развития энергетики объединялись, создавая более крупные энергообъединения. В настоящее время в СССР функционирует 11 объединенных энергосистем (ОЭС), из которых 9 образуют Единую энергетическую систему СССР (ЕЭС СССР), 2 работают изолированно.

Единая энергетическая система СССР играет решающую роль в обеспечении надежного, экономичного и качественного энергоснабжения народного хозяйства и населения при наиболее эффективном использовании энергетических ресурсов. Это крупнейшее в мире централизованно управляемое энергетическое объединение, развивающееся по государственному плану.

Электрические сети ЕЭС СССР охватывают огромную территорию площадью 10 млн. км^2 с расстоянием от Забайкалья до западных границ более 6000 км и с Севера на Юг до 3000 км. На территории, обслуживаемой ЕЭС, проживает более 220 млн. ч.

Установленная мощность более 700 электростанций ЕЭС СССР на начало 1988 г. составила 279,4 млн. кВт (84,1 % мощности всех электростанций страны), производство электроэнергии превысило 1477,7 млрд. кВт·ч (88,7 % всей выработки электроэнергии).

Параллельно с ЕЭС СССР работают энергосистемы европейских стран — членов СЭВ и энергосистема МНР. В результате создано самое крупное в мире централизованно управляемое международное энергообъединение. Часть электроэнергии ЕЭС СССР передает в Норвегию, Турцию и Финляндию.

Работа энергообъединений, входящих в ЕЭС СССР, подчиняется требованию обеспечения оптимального режима ее работы в целом. Этот режим определяется следующими факторами:

передачей мощности и энергии из районов их избытка в дефицитные районы;

обменом мощности для покрытия наступающих в разное время максимумов нагрузки в отдельных районах и для компенсации одновременного выхода из работы мощных агрегатов электростанций;

полным использованием мощности гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций;

оптимальной загрузкой электростанцией при использовании в базисном режиме полной мощности атомных электростанций.

Единая энергосистема представляет собой сложный объект управления. Сложность обусловлена как особенностями электроэнергии (§ 1.1), так и масштабами территории, на которой размещены энергетические объекты.

Оперативно-диспетчерское управление энергетическими системами осуществляется по иерархической схеме: Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР, расположенное в г. Москве; 11 территориальных диспетчерских управлений (ОДУ); 95 центральных диспетчерских пунктов энергосистем; около 3 тыс. диспетчерских пунктов сетевых предприятий и районов и более 900 пунктов управлений электростанциями.

Для решения задач оперативно-диспетчерского управления ЕЭС СССР и изолированно работающих ОЭС функционирует автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС СССР. Комплексы технических средств, обеспечивающие функционирование АСДУ ЕЭС, установлены в управляющих вычислительных центрах ЦДУ ЕЭС, всех ОДУ и большинства энергосистем. Автоматизированная система диспетчерского управления обеспечивает автоматизацию всех временных уровней управления режимами работы ЕЭС СССР — планирование, оперативное управление и автоматическое управление.

В управлении режимом ЕЭС СССР очень важную роль играют гидроэлектростанции. Они являются по существу единственным оперативным резервом ЦДУ СССР.

Возможность быстрого пуска гидроагрегатов и набора ими нагрузки позволяет широко использовать ГЭС в оперативном управлении энергетическими системами всех уровней. Крупные ГЭС включены в комплексы противоаварийной автоматики и системы регулирования частоты и мощности.

Так, комплексы противоаварийной автоматики линии электропередачи напряжением 500 кВ Куйбышев—Москва, Красноярск—Иркутск, базируются полностью на крупных ГЭС (Волжских имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС, Саратовской, Красноярской, Братской, Усть-Илимской и Иркутской).

На гидроэлектростанциях широко применяются автоматический пуск и загрузка генераторов при аварийном понижении частоты, что позволяет резко сократить время ликвидации аварии и быстрее восстановить энергоснабжение потребителей, отключенных автоматической частотной защитой. Автоматика частотного пуска, которой оснащены все основные ГЭС, осуществляет при снижении частоты сверх установленной нормы автоматический пуск и включение в сеть остановленных гидроагрегатов, перевод агрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим, загрузку всех работающих гидрогенераторов.

Положительная роль ГЭС в условиях работы в ЕЭС проявляется также в повышении экономичности работы энергосистем. Это обусловлено не только низкой себестоимостью, вырабатываемой на ГЭС электроэнергии, но и снижением удельных расходов топлива на тепловых электростанциях, для которых при наличии ГЭС

и ГАЭС обеспечивается более экономичный равномерный режим работы.

При недостаточной мощности ГЭС и ГАЭС к участию в покрытии переменной части графика нагрузки привлекаются ТЭС, что неизбежно приводит к ухудшению экономичности их режимов, сокращению ресурса работы оборудования за счет преждевременного его износа, росту затрат средств и времени на проведение ремонтов.

Гидроэлектростанции с водохранилищами больших объемов повышают надежность электроснабжения за счет возможности форсированной сработки водохранилищ в период дефицита других энергоресурсов и последующего восполнения воды путем сокращения выработки на ГЭС, когда топливный баланс складывается благоприятно. Примером может служить Братская ГЭС, имеющая водохранилище многолетнего регулирования. Выработка электроэнергии на ГЭС в 1974 г. составила 28 млрд. кВт·ч, или на 24% выше среднемноголетней, а в 1977 г. — 19,5 млрд. кВт·ч, что на 7% меньше среднемноголетней. Аналогичное влияние на повышение надежности оказывает и ГАЭС, заряд которых можно осуществлять от АЭС, а в режиме разряда максимально вытеснять выработку электростанций, имеющих напряженный баланс топлива.

Большое значение для повышения надежности энергоснабжения потребителей ЕЭС СССР имеют так называемые «перетоки взаимопомощи» между отдельными ОЭС. Они сводятся к тому, что имеющийся на данный момент резерв мощности и энергии в одной системе может быть передан в другую, где ощущается дефицит электроэнергии. При изменившейся ситуации в обеих системах энергия может быть передана в обратном направлении.

Такая картина особенно ярко проявляется при использовании ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в ЕЭС СССР. В ночное время нагрузка в ОЭС Сибири снижается и образовавшийся вследствие этого излишек мощности может быть передан в объединенные энергосистемы европейской части СССР, где в это время формируется и проходит вечерний пик нагрузки. Когда наступает ночь в европейской части страны и снижается нагрузка в европейской зоне ЕЭС СССР, образовавшиеся здесь излишки энергии могут быть переданы обратно на Восток, где начинается утренний пик нагрузки. Именно так и происходит в действительности. Однако энергоэкономический эффект от осуществления таких перетоков энергии мог бы быть значительно большим, если бы в нем участвовали большие мощности и соответственно имелась бы более высокая пропускная способность линий электропередачи. Для достижения этого намечается дальнейшее освоение потенциала Ангаро-Енисейского каскада и сооружение ТЭС, базирующихся в первую очередь на дешевых углях Канско-Ачинского и Экибастузского бассейнов.

Для увеличения пропускной способности линий электропередачи сооружаются высоковольтные линии на напряжение 1150 кВ переменного тока от ТЭС Экибастуза в дефицитную по мощности

зону Урала. Эти линии позволят также повысить использование пиковой мощности сибирских ГЭС и усилят межсистемные связи между основными районами восточной зоны Единой энергосистемы. Сооружается также линия электропередачи 1500 кВ постоянного тока Экибастуз — Тамбов, обеспечивающая высокоэкономичный транспорт электроэнергии. В результате осуществления этих мероприятий образуется своеобразный энергетический мост двустороннего движения, соединяющий восточную и западную зоны ЕЭС СССР.

Кроме указанных суточных перетоков при наличии мощных электрических связей с Сибирью весной, летом и осенью, когда напряженность с топливом несколько ослабевает, в крупных водохранилищах ГЭС Сибири могут создаваться значительные запасы гидроресурсов за счет загрузки в ночное время тепловых электростанций европейской части страны. Эти запасы воды могут использоваться зимой для производства и передачи электроэнергии в центральные районы.

Наконец, большая регулирующая емкость водохранилищ ГЭС Сибири позволит использовать их в качестве аварийного и народнохозяйственного резервов на случай непредвиденных ситуаций в топливно-энергетическом балансе страны.

ГЛАВА 6

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Любое действие представляет собой физическую работу, принятие каких-либо решений и выработку на их основе указаний или рекомендаций, создание новых или совершенствование существующих знаний и технических средств, воспитание и обучение людей.

Действие, совершаемое в направлении достижения цели существования общества — его выживания и развития, понимается как управление. Это значит, что вся деятельность общества является управляемой, а управление — всеобъемлющим специфическим видом деятельности, определяющим существование общества.

Широта и важность проблемы управления и в теоретической, и в практической сферах делают необходимым изучение существующих закономерностей управления, а знания в этой области являются фундаментом всего инженерного образования.

Сказанное в полной мере относится к гидроэнергетике — области деятельности людей, обеспечивающих общественные потребности в электроэнергии и воде путем управляемого использования природных водноэнергетических ресурсов.

Существование гидроэнергетических объектов в электроэнергетической, водохозяйственной и природной системах, т. е. в системах сложных, развивающихся, а следовательно, противоречивых, требует применения к управлению ими системного подхода.

Для дальнейшего изложения общей теории управления введем дополнительно (см. § 4.1) некоторые понятия. Будем называть *большой системой* реальную, непрерывно развивающуюся целостную систему человек — машина — окружающая среда с общей целью развития и активным взаимодействием элементов. Она характеризуется множественностью элементов и их связей, иерархичностью построения, неполной познаваемостью количественных характеристик и образует особое соединение, придающее ей новое качество. При этом иногда подчеркивается невозможность рассмотрения элементов большой системы отдельно друг от друга, поскольку свойства большой системы решающим образом определяются их взаимодействием.

Система, которая состоит из множества взаимосвязанных элементов, организованных по иерархическому принципу, имеющая общую (глобальную) цель, называется *иерархической системой*. Здесь подчеркивается необязательность совпадения целей элементов между собой и с глобальной целью системы, но утверждается необходимость согласования этих целей.

Описание большой системы как совокупности элементов возможно лишь путем разделения ее на множество связанных иерархических систем различных типов, объединение которых приводит к появлению нового качества, не присущего в целом ни одному из элементов.

Введение понятия «система» представляет уж некоторый формализм. Поэтому само понятие должно иметь и формальное определение, которое будет пригодно для обозначения и реальных, и абстрактных систем.

Как указывалось в § 4.1, *система — это организованное множество взаимосвязанных элементов с общей целевой установкой.*

Здесь под *организацией* понимается определение отношений между элементами множества — включение или предпочтение.

Под *взаимосвязью* понимается весь комплекс вещественного и информационного обмена, который имеется в процессе функционирования системы.

Целевая установка — это глобальная цель системы, определяющая ее существование и развитие во взаимодействии с другими системами.

Элементом системы может быть устройство, знание, живое существо или другая система. При этом следует различать пассивные и активные элементы системы. *К пассивным элементам* относятся те, которые не принимают самостоятельных решений в процессе функционирования системы. Они не имеют собственной цели и лишь наделены некоторыми функциями, позволяющими достичь глобальную цель. *Активные элементы* (АЭ) обладают правом принятия собственных решений. Они могут иметь собственную цель, отличную от глобальной цели системы, и будут действовать в направлении ее достижения.

Системы также делятся на пассивные и активные. Пассивной системой будем называть такую, которая состоит только из пассивных элементов, активной — такую, которая состоит из активных элементов или активных и пассивных элементов.

Соподчинение определяет отношение предпочтения (подчинения) одного элемента (системы) к другому. Это значит, что в системе с вертикальным соподчинением элементов — наиболее широко распространенном виде систем — каждому из элементов одного уровня (горизонтали) соответствует элемент более высокого уровня по отношению к данному.

Право вмешательства определяет состав элементов, находящихся в непосредственном подчинении данного элемента, т. е. задает элементы более низкого для него уровня.

При этом действия нижележащего АЭ зависят от действий верхнего АЭ, которые в свою очередь непосредственно зависят от поведения нижнего АЭ. Это взаимодействие описывается технологией функционирования верхнего АЭ, выражающейся циклической процедурой: анализ состояния нижнего АЭ, воздействие, анализ состояния нижнего АЭ после воздействия, новое воздействие, если в нем есть необходимость и т. д. Уточняя смысл воздействия в указанной процедуре, необходимо ввести понятие координации — *воздействия, направленного на согласование функционирования нижних АЭ для достижения цели верхнего АЭ*, называемого в этом случае координатором.

Представим возможные структуры систем.

Одноуровневая одноцелевая система — это такая система, в которой все элементы расположены на одном уровне (без соподчинения) и либо не имеют собственных целей (пассивные элементы), либо имеют цели, однозначно совпадающие с глобальной целью. Устойчивость такой системы, как условие возможности реального ее существования, основывается на невозможности возникновения конфликтов между ее элементами.

Одноуровневая многоцелевая система — это система, аналогичная одноцелевой, но при условии существования хотя бы у одного АЭ цели, отличной от целей других АЭ. Несовместимость целей является источником конфликта, который не может быть разрешен внутри одноуровневой системы. Это значит, что система такого типа потенциально неустойчива.

Многоуровневая многоцелевая система — это система, элементы которой (хотя бы два) имеют собственные цели (одна из них (или обе) отличается от глобальной) и находятся в отношении соподчинения. Конфликт, который может возникнуть между АЭ одного или различных уровней, разрешается вмешательством АЭ более высокого уровня по отношению к конфликтующим АЭ. Это значит, что устойчивость систем такого типа будет достигнута в том случае, если число ее уровней и возможности соответствующего координатора таковы, что все внутренние конфликты могут быть разрешены внутри системы.

Для определения места системы управления в технологическом

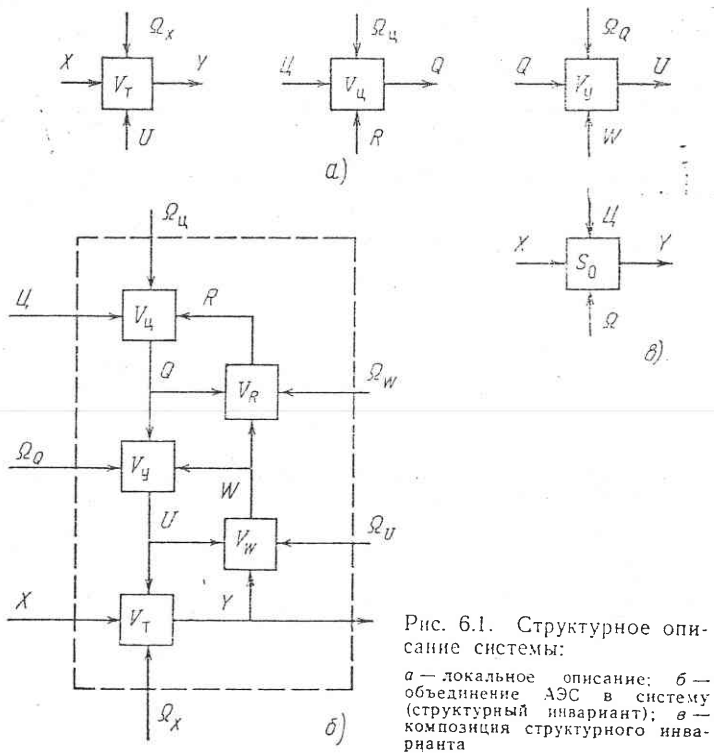


Рис. 6.1. Структурное описание системы:

а — локальное описание; *б* — объединение АЭС в систему (структурный инвариант); *в* — композиция структурного инварианта

процессе рассмотрим систему производственного типа на трех независимых уровнях описания. К первому уровню отнесем модель типа «ресурс — продукт», описывающую вещественный (технологический) процесс функционирования системы в виде

$$V_т \subset X \times U \times Y \times \Omega_X, \qquad (6.1)$$

где X и Y — ресурс и продукт системы; U — управляющее воздействие; Ω_X — неопределенное внешнее воздействие (возмущение).

Ко второму уровню отнесем модель типа «цель — результат», описывающую целенаправленность функционирования системы вида

$$V_ц = Ц \times R \times Q \times \Omega_ц, \qquad (6.2)$$

где $Ц$ — цель системы; R — результат деятельности, характеризующий получение продукта с заданными свойствами; Q — критерий достижения цели.

Для удовлетворения свойства совместимости необходимо ввести еще один элемент, который отнесем к третьему уровню описания и представим в виде модели типа «критерий — управление»:

$$V_у \subset Q \times W \times U \times \Omega_Q, \qquad (6.3)$$

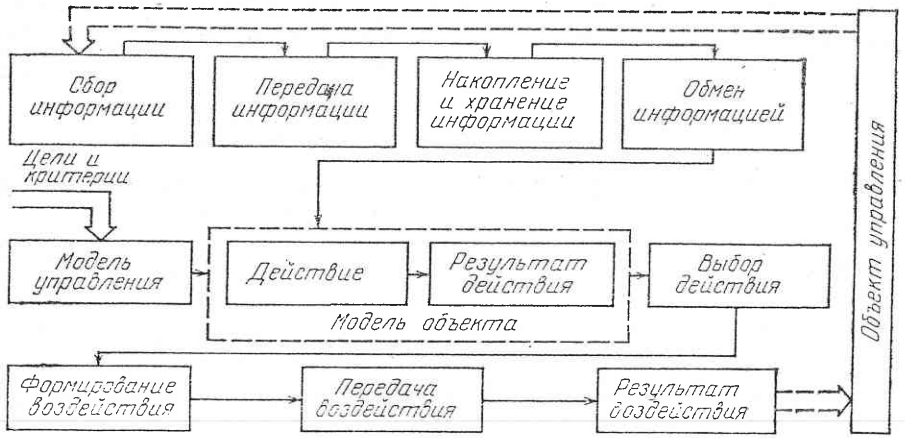


Рис. 6.2. Технологический цикл системы управления

где V_y — управляющий элемент или система управления (СУ); W — показатель качества (оценка свойств) произведенного продукта.

Представим описание (6.1)—(6.3) в графическом виде (рис. 6.1,*а*). Очевидно, что предложенная система не обладает нужным числом взаимодействий элементов, так как в ней отсутствует обратная связь и неясны источники возникновения предполагаемых неопределенных воздействий. В то же время все элементы описания обладают одинаковой структурой, характерной для представления управляемых систем.

Для обеспечения совместимости приведенных моделей (6.1)—(6.3) нужно согласовать их входы и выходы (структурный подход) или найти смысловую взаимосвязь между переменными (множествами) Y и W, W и R.

Зададим модели искомых зависимостей в виде

$$V_W \subset Y \times U \times W \times \Omega_U; \tag{6.4}$$

$$V_R \subset W \times Q \times R \times \Omega_W, \tag{6.5}$$

где Ω_U и Ω_W — неопределенные внешние воздействия. Представим полученную систему в графическом виде (рис. 6.1,*б*). Полученная композиция представляет собой целостную структуру, которую можно представить в виде следующей системы отношений с конкретизированным выходом, т. е. в виде отображений

$$\left.\begin{aligned} V_{\text{ц}} &: Ц \times R \times \Omega_{\text{ц}} \to Q; \\ V_y &: Q \times W \times \Omega_Q \to U; \\ V_{\text{т}} &: X \times U \times \Omega_X \to Y; \\ V_W &: Y \times U \times \Omega_U \to W; \\ V_R &: W \times Q \times \Omega_W \to R. \end{aligned}\right\} \tag{6.6}$$

В системе (6.6) имеются свободные входы X, $Ц$ и $\Omega = \{\Omega_{\text{ц}}, \Omega_W, \Omega_X, \Omega_U, \Omega_Q\}$ при одном вещественном выходе, что позволяет осуществить композицию системы в виде структурно однородного элемента

$$S_0 : X \times Ц \times \Omega \to Y, \tag{6.7}$$

показанного на рис. 6.1,*в*.

Иными словами, структура (6.6) однородна и является декомпозицией системы (6.7) при соблюдении структурной непротиворечивости построения.

На основании сказанного можно построить технологический цикл (модель) СУ (рис. 6.2). Отсюда видно, что СУ в основе своей имеет специфический технологический процесс преобразования информации. Поэтому в СУ так развита информационная часть системы: ее ресурсом и продуктом является информация.

6.2. ЦЕЛЕВОЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ

Существование целевой установки или цели является непременным условием существования системы. Иногда употребляют аналогичное по смыслу понятие — функциональное назначение или функция системы. Различие между целью и функцией легко устанавливается если принять, что цель — это атрибут активной системы, а функция — пассивной. Аналогичное рассуждение удобно применить и к исследованию элементной структуры систем.

Будем считать, что любая активная система имеет цель. Цели всех АЭ должны быть согласованы с глобальной целью системы, хотя они и могут быть различными. Это называется условием совместимости целей или постулатом совместимости.

В иерархических многоуровневых системах совместимость целей может быть достигнута в том случае, если глобальная цель является композицией локальных целей АЭ, т. е. если локальные цели АЭ системы суть собственные подмножества глобальной цели $Ц = \{ц_i / i \in I\}$, где I — множество индексов элементов множества целей. Тогда условие согласования целей состоит в образовании системы целей $S_{\text{ц}} \subset Ц \times \{ц_i / i \in I\}$.

Условие согласования целей или правило построения системы целей состоит в том, что цели АЭ смежных уровней должны находиться в отношении включения. При этом в организованной системе нужно говорить не только о согласовании, но и о координации целей, т. е. способе задания нижележащему АЭ такой цели, которой он мог бы достичь имеющимися в его распоряжении средствами. Это приводит к необходимости построения системы целей $S_{\text{ц}}$ как управляющей системы.

Для этого нужно ввести иерархию целей, обеспечивающую функционирование каждого АЭ как технологического процесса управления (рис. 6.1). Тогда для каждого АЭ выделяют две цели: собственную и внешнюю. Парность (бинарность) целей удовлетворяет правилу построения $S_{\text{ц}}$, как бинарного отношения на множестве целей АЭ систем.

Собственная цель — это основная цель, удовлетворение которой является функцией АЭ. Она формируется следующим образом: *обеспечить условия выживания системы, образующей АЭ, в динамической среде.* Под выживанием (самосохранением) понимается сохранение системы в структурном, функциональном и организационном смысле. При этом подразумевается способность частичного изменения структуры, функций и организации внутри системы — развитие, обеспечивающее существование (самостоятельность) системы в целом по отношению к среде. Под средой понимается внешняя система, включающая рассматриваемую, причем АЭ рассматриваемой системы не имеют полной информации о свойствах внешней системы (среды) и не могут оказывать на нее целенаправленного воздействия.

Тогда динамика среды включает в себя как ее собственное развитие, так и ее флуктуации (временные изменения). Такой подход к окружающей системе позволяет в достаточной мере одинаково рассматривать и системы с определенными целями, воздействующими на АЭ сигналами управления, и системы с неопределенными целями, воздействующими на АЭ сигналами возмущений.

Внешняя цель — это *цель вышестоящего по отношению к данному АЭ системы.* В соответствии с понятием собственной цели естественно ее наличие у каждого АЭ системы, т. е. и у вышестоящего по отношению к данному. Тогда внешняя цель по сути своей является собственной целью вышестоящего элемента или целью указанной выше динамической среды.

Данные определения собственной и внешней целей позволяют образовать иерархическую систему целей, обеспечивающую целевую совместимость АЭ системы путем парного согласования целей взаимосвязанных АЭ смежных уровней.

Для того чтобы приведенная целевая концептуализация была достаточно полной, необходимо ввести еще одно понятие — принцип системной целеорганизации. Этот принцип отражает тот факт, что *система любого уровня должна строиться в соответствии со свойствами, присущими общей (самой внешней) системе.* Целевые системы также должны включать в себя способность отражать соответствующее свойство самой внешней системы. К таким свойствам, в первую очередь, относится экономность — наиболее общее свойство организации целевых систем. Это значит, что цель каждой системы достигается при наименьшем расходовании ее собственных ресурсов.

Итак, используя метод иерархической декомпозиции, получаем, что каждый АЭ обладает собственной целью, удовлетворение которой является его основной задачей. Согласование собственных целей АЭ различных уровней достигается заданием каждому АЭ внешней цели, а согласование способов достижения собственных целей АЭ достигается соблюдением на всех уровнях иерархической системы принципа экономности. Последнее устанавливает взаимосвязь между целями и ресурсами системы.

Соответствие между целями и ресурсами системы является основным свойством, определяющим достижимость целей. Оно лежит в основе всех видов управления и прежде всего в основе планирования хозяйственной деятельности. Отсюда следует, что достижение цели СУ находится в прямой зависимости от числа и качества данных, поступающих в нее извне, т. е. от управляемого технологического процесса (ТП), с одной стороны, и от СУ верхнего уровня — с другой. Иными словами, применяя введенные ранее понятия, следует определить такое важное свойство СУ, как зависимость качества ее функционирования от информации о фактическом состоянии технологического процесса, количество которой должно быть минимально для соответствующего его описания.

Описание процесса в любых терминах представляет собой его модель. Различают модели физические и абстрактные. Физическая модель — собственно физический процесс, реализующий какое-либо описание исходного (моделируемого) процесса, удовлетворяющий условиям подобия исходному, т. е. физическая модель представляет собой овеществленное описание исходного процесса в терминах подобия. Физические модели позволяют наиболее полно отобразить исходный процесс (объект), особенно в случае единства физической природы модели и объекта.

Абстрактная модель — это символическое описание исходного процесса. Можно говорить о вербальных (словесных), логических, математических и других абстрактных моделях. Абстрактные модели делятся на формальные и неформальные. К формальным относят те, для описания которых применим аппарат формальной логики. Так, все математические модели относятся к классу формальных. Неформальные модели — это абстрактные модели, либо не подчиняющиеся формально-логическим законам (например, диалектико-логические), либо не имеющие аппарата формального описания.

Графические и математические модели будут широко использоваться в дальнейшем изложении, так как они имеют наиболее четкое определение множества рассматриваемых объектов и вида операций с данными объектами. Однако ввиду того, что описание систем весьма сложно и не полностью сложилось, для этой цели используется наименее структуризованный аппарат математической теории множеств и математической логики. Для описания частных процессов, реализуемых чаще всего пассивными элементами систем, может быть применен другой аппарат — дифференциальное и вариационное исчисление, математическое программирование и др.

Так как модели есть не что иное, как отображение реальных процессов в системе, включая процессы в системе управления, а для систем характерно согласование целей и ресурсов, то достоверная модель системы может быть построена только при согласовании цели и информации, позволяющих достаточно полно представить рассматриваемый процесс. Иначе говоря, модель — это *целеориентированное описание изучаемой системы, использующее*

минимально необходимый объем информации. Это значит, что информация наряду с целью является основным системообразующим фактором.

6.3. ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ

Объем, состав и требуемая точность информации определяются подробностью рассмотрения управляемого процесса и решающим образом влияют на модель СУ и ее АЭ. Естественным свойством СУ является способность к преобразованию информации, которое приобретает особую важность при построении многоуровневых СУ со сложной структурой. Это положение связано с тем, что любая попытка повысить достоверность описания управляемого процесса путем рассмотрения большого числа взаимосвязей его с другими процессами и системами вызывает резкое возрастание объема перерабатываемой СУ информации, что влечет за собой увеличение управленческого персонала, капиталоемкости средств оргтехники и др.

Принцип информационной разрешимости СУ заключается в том, что средства обработки информации СУ должны иметь такую мощность, которая позволяла бы перерабатывать всю поступающую в СУ информацию. Это значит, что *структура СУ находится в прямой зависимости от потока информации, характеризующего соответствующий управляемый процесс, т. е. число АЭ определяется числом элементов управляемой системы* (*рис. 6.3*). Например, районная энергосистема включает в себя 10—15 электростанций, ОЭС — до 15 районных энергосистем, ЕЭС СССР — 9 ОЭС. Исключение какого-либо уровня управления ЕЭС СССР приведет к передаче его функций, связанных с обработкой информации, на следующий верхний уровень, и функции потеряют информационную разрешимость. Другими словами число АЭ нижнего уровня для каждого АЭ верхнего уровня ограничено его способностью обработки информации.

Принцип информационной разрешимости в многоуровневой СУ вызывает необходимость интеграции информации, поступающей на вход АЭ. Это значит, что информация обратной связи в системах с вертикальным соподчинением (рис. 6.4), связывающая уровни соподчинения, различается тем, что она агрегируется, проходя через АЭ уровня. Это значит, что агрегирование информации является средством перехода от более подробных моделей к укрупненным, каждая из которых принадлежит АЭ различных уровней. Способ агрегирования информации не имеет общего описания, хотя само агрегирование применяется при решении практических задач довольно часто.

Одним из эффективных методов агрегирования информации является совмещение целевого и организационного анализов иерархических систем. Для каждого АЭ системы с позиции удовлетворения его собственной цели находится такая организационная структура, т. е. такой состав АЭ, непосредственно подчиненных

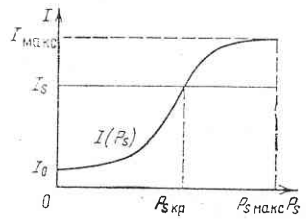


Рис. 6.3. Информационная разрешимость системы управления:
I_s — относительный поток информации в зависимости от информационной мощности системы P_s

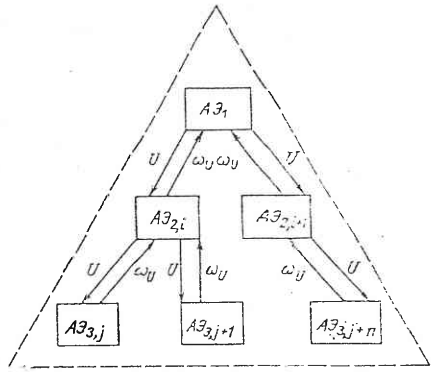


Рис. 6.4. Структура системы управления с вертикальным соподчинением элементов:
1—3 — уровни соподчинения; *U* — координирующая информация; ω_U — информация обратной связи

данному, которая позволяет определить состав информации обратной связи и координации, необходимый для управления (координации) их работой. Другими словами, *целевой, информационный и организационный анализы тесно связаны друг с другом и позволяют определить состав информации, потребляемой и перерабатываемой данным АЭ, на основе распределения между АЭ системы функций управления и уточнить функции АЭ с учетом состава информации*. В том случае, если результатом таких действий является непротиворечивая система АЭ (с ясным и однозначным распределением функций и минимальным объемом циркулирующей информации), задачу построения системы можно считать решенной. Однако далеко не всегда можно найти формальную процедуру поиска решений, что вызывает необходимость включения в СУ человека как неформального АЭ, принимающего окончательное решение и несущего за него административную, юридическую и моральную ответственность.

Проблемой взаимоотношений целевого, информационного и организационного уровней рассмотрения СУ является также обеспечение полной обработки информации в рассматриваемой системе. Это значит, что АЭ должен потребить и преобразовать всю информацию, которая в него поступает. Этим определяется его необходимость и функциональная самостоятельность. Поэтому в системе должен соблюдаться принцип согласования источников и приемников информации. Смысл этого принципа состоит в том, что информация, вырабатываемая АЭ нижнего уровня, должна быть полезно использована АЭ верхнего уровня, которому подчинен АЭ, являющийся источником информации. Иллюстрацией продуктивности данного принципа может быть пример решения задачи согласования долгосрочного и краткосрочного режимов ГЭС (§14.3, 15.3).

Сформулированные принципы можно достаточно просто использовать в том случае, если имеющаяся информация полно и достоверно отражает свойства рассматриваемой системы. При этом имеется в виду информация о цели и структуре системы, о собственных законах ее функционирования и связи с другими системами. Однако реальные условия существования искусственных систем, в том числе и производственной системы, обычно характеризуются неполнотой и недостаточной достоверностью информации. Такая информация называется неопределенной или обладающей свойством неопределенности. Под неопределенностью информации, таким образом, *понимается отсутствие четких количественных оценок, вызванное трудностью получения информации известными способами или отсутствием знаний о законах функционирования порождающих ее систем.* Обе эти причины представляют собой две стороны вопроса о получении информации, необходимой для выработки действия.

Первая сторона — измеряемость (определяемость) информации — отражает прямой способ получения информации, который не всегда может быть осуществлен имеющимися средствами, как, например, измерение расхода воды в водоводах большого сечения при неламинарном течении. Отсутствие прямого измерения можно восполнить методом косвенного определения информации по имеющимся закономерностям.

Вторая сторона — неполнота знаний о системе, порождающей информацию, — отражает невозможность получения достоверных сведений (закономерностей) косвенным методом при отсутствии полной и достоверной модели рассматриваемой системы, как это имеет место при моделировании процессов в природной системе.

Сказанное показывает важность такой задачи управления, как раскрытие неопределенности, смысл которой заключается в поиске новых способов получения информации или отыскания модели координации собственных решений СУ и системы, порождающей неопределенную информацию, в процессе принятия управленческих решений.

6.4. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ

Способность вырабатывать решения — это одно из интереснейших и важнейших свойств СУ. При этом сама СУ представляется в виде самостоятельного АЭ иерархической системы, относящейся к классу больших производственных систем, т. е. она выступает как бы в двух качествах: с одной стороны, СУ — согласующий элемент системы, образованной управляемым процессом, СУ и целеформирующим (целеотображающим) элементом; с другой — это целостная система, включающая в себя собственный технологический управляемый процесс, управление этим процессом и формирование его собственной цели.

Если представить описанную ранее систему в общих (абстрактных) терминах, то процесс ее функционирования на каждом шаге можно определить как переход из одного пространства состояний (исходного) в другое, характеризующееся желаемыми свойствами. Если исходное и конечное пространства состояний не совпадают, то можно говорить о наличии противоречия (конфликта) между действительным и желаемым состояниями. Устранение этого противоречия (разрешение конфликта) и понимается как выработка решения. При этом различают две проблемы выработки решения: поиск решения и принятие решения.

Под поиском решения понимается *определение последовательности состояний, переводящих систему из исходного пространства состояний в результирующее.* При этом предполагается, что существуют технически реализуемые правила перехода из одного состояния в другое. В большинстве случаев существует не одна последовательность, а множество последовательностей перехода системы из исходного в результирующее состояние, т. е. образуется множество альтернативных переходов, называемое множеством альтернатив. Тогда принятие решения *является выбором альтернативы из имеющегося множества.* При этом предполагается, что при принятии решения имеется дополнительная информация по сравнению с процессом поиска решения. Это значит, что неопределенная на первом этапе информация, на втором этапе либо определена, либо дополнена новой, исключающей необходимость раскрытия имеющейся неопределенности.

Представим приведенное вербальное описание системы в формальном виде:

$$S \subset \times \{V_i / i \in I\}, \tag{6.8}$$

где V_i — элемент системы.

Каждый АЭ может быть представлен в виде системы

$$V_i \subset V_{ui} \times V_{yi} \times V_{ti}, \tag{6.9}$$

где V_{ui} — целеотображающий элемент; V_{yi} — управляющий элемент; V_{ti} — технологический элемент, обеспечивающий преобразование ресурса в продукт.

Так как выработка решения есть один из этапов координации, нужно отметить, что решение предваряет действие. Действительно, процесс координации делится на три этапа: формирование и осуществление координирующего воздействия; оценка результата воздействия на основании информации обратной связи; коорекция воздействия, т. е. новое (корректирующее) воздействие. Из этой цепочки видно, что выработка решения, выражающегося в структуре (форме, величине и т. д.) воздействия, по времени не совпадает с осуществлением изменения показателей технологического процесса, а предваряет его, что вполне естественно.

Необходимость выработки решения в отрыве от ТП вызывает необходимость использования моделей собственно ТП, управления и целеотображения. Это значит, что находится преобразование

$$F_i : V_i \longrightarrow M_i, \tag{6.10}$$

позволяющее представить реальный АЭ V_i в виде модели M_i. Адекватность моделирования, т. е. существование F_i, естественно предполагает с учетом (6.9) условия

$$\left.\begin{aligned} F_{ui}&: V_{ui} \to M_{ui};\\ F_{yi}&: V_{yi} \to M_{yi};\\ F_{ti}&: V_{ti} \to M_{ti}, \end{aligned}\right\} \qquad (6.11)$$

где M_{ui} — модель целеотображения; M_{yi} — модель управления; M_{ti} — технологическая модель (описание) ТП.

Условимся под моделью понимать структурную модель, т. е. такую модель, которая связывает входы и выходы структурных компонентов АЭ (см. рис. 6.1). Тогда технологическая модель будет иметь вид

$$M_{ti} \subset X_i \times Y_i \times U_i \times \Omega_{ti}, \qquad (6.12)$$

или при однозначном соответствии входов и выходов

$$M_{ti} : X_i \times U_i \times \Omega_{ti} \to Y_i. \qquad (6.13)$$

Модель управления примет вид

$$M_{yi} : Q_i \times W_i \times \Omega_{yi} \to U_i; \qquad (6.14)$$

модель целеотображения

$$M_{ui} : Ц_i \times R_i \times \Omega_{ui} \to Q_i. \qquad (6.15)$$

В (6.12)—(6.15) Ω_{ti}, Ω_{yi}, Ω_{ui} — неопределенные воздействия на технологический процесс, системы управления и целеотображения соответственно.

Условие оптимальности для (6.13)—(6.15) представлено в виде подмножеств

$$Y_{опт\,i} \subseteq Y_i; \quad U_{опт\,i} \subseteq U_i; \quad Q_{опт\,i} \subseteq Q_i. \qquad (6.16)$$

Задача выработки решений на первом этапе будет состоять в формировании множеств альтернатив Y_i, U_i и Q_i, на втором — в нахождении $Y_{опт\,i}$, $U_{опт\,i}$, $Q_{опт\,i}$, удовлетворяющих (6.16). При этом, естественно, и поиск, и принятие решений осуществляется только для активных элементов с M_{yi} и M_{ui}.

Поиск решений при управлении технологическим процессом будет состоять, как уже говорилось, в нахождении множества альтернатив U_i. Но управляющее воздействие U_i может быть выработано только с использованием модели управляемого технологического процесса. Это видно из (6.13)—(6.14), где U_i является входом (6.13) и выходом (6.14). Это значит, что модель формирования множества альтернатив U_i может быть представлена в виде

$$T_{yi} : M_{yi} \times M_{ti} \to U_i. \qquad (6.17)$$

Модель (6.17) позволяет связать модель управления с технологической моделью, что вполне естественно. Таким образом, можно утверждать, что существует самостоятельный класс моделей формирования множества альтернатив, т. е. такой класс моделей, которые не совпадают с моделями технологического процесса и управления, но находятся от них в непосредственной зависимости.

Тогда согласование целевой модели M_{ui} и модели управления M_{yi} следует аналогично (6.17) искать в виде

$$T_{ui} : M_{ui} \times M_{yi} \to Q_i. \qquad (6.18)$$

Выражение (6.18) позволяет сделать очень важный вывод о том, что критерий Q_i действительно является согласующим показателем для M_{ui} и M_{yi}, т. е. критерий формируется на основании формализации цели системы и непосредственно участвует в создании множества альтернатив U_i (6.17). С другой стороны, выбор критерия является задачей принятия решения и модель (6.18) позволяет осуществить поиск множества альтернативных критериев.

Принятие решения состоит в выборе множества оптимальных в принятом смысле значений на множестве альтернатив в соответствии с условием (6.16). Задача принятия решения формально определяется следующим образом: найти такое $Z_{опт}$ на множестве альтернатив Z, которое удовлетворяло бы принципу оптимальности $Q_{опт}$, т. е. найти отображение:

$$Q_{опт} : Z \to Z_{опт}. \qquad (6.19)$$

Следовательно, $Z_{опт}$ есть результат деятельности системы, а Z — ее продукт. Согласование свойств продукта и результата, как определено в § 6.1, достигается посредством критерия (см. рис. 6.1). Тогда для СУ, основные свойства которой суть критерии, принцип оптимальности $Q_{опт}=Q$ также является критерием, а принятие решения на множествах альтернатив U_i, Q_i формально записывается выражениями

$$\left.\begin{aligned} Q_i&: U_i \to U_{опт\,i};\\ Q_i'&: Q_i \to Q_{опт\,i}. \end{aligned}\right\} \qquad (6.20)$$

Задача принятия решения (6.19) иногда записывается в виде пары $\langle Q_{опт}, Z\rangle$, позволяющей более просто проанализировать ее информационные свойства. Так, общая задача принятия решения существует тогда, когда $Q_{опт}$ и Z неопределенны. Если известен $Z_{опт}$, но неизвестен $Q_{опт}$, задачу называют задачей выбора, если и $Q_{опт}$, и Z определены, то задача принятия решения сводится к общей задаче оптимизации.

В приведенной записи легко находится связь между неопределенностями различных составляющих задачи принятия решения. Во-первых, неопределенность критерия Q вносит неопределенность в принятие решений. Во-вторых, неопределенность множества альтернатив Z (или U_i, или Q_i) порождается неопределенностью модели формирования множества альтернатив T_i. В-третьих, модель T_i зависит от неопределенности моделей M_{yi} и M_{ti}. В-четвертых, модель M_{ti} зависит от неопределенности ее составляющих X_i, Y_i,

Ω_i, U_i. Таким образом, принятие решения в условиях неопределенности подразумевает раскрытие неопределенности всех перечисленных ее видов. Последние полностью охватывают известные виды неопределенности, учитывая и то обстоятельство, что в множество M_i, кроме отмеченных выше M_{yi} и M_{ri}, входит и целевая модель M_{ui}, т. е. включает и неопределенность целей и критериев функционирования АЭ.

Другое важное условие применимости методики принятия решений к сравнению вариантов заключается в том, что эти варианты должны находиться в некотором отношении друг к другу. Наиболее часто такие отношения бывают бинарными, определяемыми как некие множества $R \subseteq Z \times Z$, т. е. пары $z_i \in Z$ и $z_j \in Z$ находятся в отношении $z_i R z_j$ или $\langle z_i, z_j \rangle \in R$. Понятие бинарного отношения позволяет формализовать операцию попарного сравнения. И наоборот, что весьма важно практически, доказательство того, что отношение элементов множества $\{Z \times Z\}$ есть бинарное отношение, указывает на возможность попарного сравнения элементов множества $\{Z \times Z\}$, сводя многомерную задачу принятия решения к двумерной. Например, положение о том, что система целей является бинарным отношением включения, позволяет осуществлять попарное сравнение целей по их важности.

Поясним применение бинарных отношений на примере решения задачи координации функционирования активных элементов V_1 и V_2. Координация возможна в том случае, если один элемент, например V_1, является вышестоящим по отношению к другому V_2, т. е. $\langle V_1, V_2 \rangle \subseteq R$ находятся в бинарном отношении доминирования: V_1 доминирует над V_2. В этом случае возможно использование нескольких известных способов координации.

Координация прогнозом взаимодействия: V_1 прогнозирует связующие сигналы (входы V_2); V_2 принимает свои решения в предположении, что на его вход действительно будут поданы сигналы, которые предсказаны V_1. Это значит, что если $V_2 \subset \subset X_2 \times Y_2 \times U_2 \times \Omega_2$, то V_1 прогнозирует Ω_2 (задает его однозначно, исключая неопределенность).

Координация оценкой взаимодействия: V_1 задает допустимое множество существования связующих сигналов (входов V_2); V_2 принимает свои решения в предположении, что эти сигналы могут быть любыми из допустимого множества. Значит, V_1 задает D_Ω, D_X, D_U, для которых $\Omega_2 \subseteq D_\Omega$; $X_2 \subseteq D_X$; $U_2 \subseteq D_U$.

Координация развязыванием взаимодействий: V_1 разрывает связи V_2 с другими элементами; V_2 выбирает свои решения в предположении, что все входы он может задавать произвольно, как изолированный элемент.

Координация наделением ответственностью: V_1 задает V_2 модель зависимости его функционирования в системе ($M_2 \subset X_2 \times Y_2 \times U_2 \times \Omega_2$); V_2 выбирает свои решения, считая связующие сигналы (входы V_2) такими, как указывает модель M_2.

Координация созданием коалиций: V_1 определяет для V_2 связующие сигналы, например $\Omega_{2доп} \subseteq \Omega_2$; V_2 принимает

собственные решения, образуя коалицию с элементом, с которым он связан входами $\Omega_{2доп}$.

Элементы V_1 и V_2 находятся, как сказано выше, в бинарном отношении доминирования, т. е. решения V_1 являются более важными, чем решения V_2, или V_2 подчинен V_1. Это значит, что для решения задачи выбора V_2 она должна быть предварительно решена для V_1. Так, если V_2 — каскад ГЭС, V_1 — ЭЭС, то режим работы каскада определяется на основе решений, принятых для режима ЭЭС (например, заданы критерий оптимальности режима, прогнозы притока воды и электропотребления, ограничения по мощности линий электропередачи, модель эквивалентной ТЭС и т. д.); если V_2 — каскад ГЭС, V_1 — ВХС, то для определения режима каскада ГЭС должен быть заранее определен режим ВХС (например, критерий оптимальности режима, модель притока воды и водопотребления, ограничения по расходам воды в нижний бьеф и уровням воды в верхнем и нижнем бьефах). В приведенных примерах использованы почти все способы координации, о которых говорилось ранее. Способ координации развязыванием взаимодействий неявным образом отражен в задании критерия оптимальности, а способ координации созданием коалиций реализуется путем включения в V_1 различных групп водопользователей в соответствии с постановкой задачи и желанием лица, принимающего решения (ЛПР).

Включение человека — ЛПР в процесс выработки решений естественно и исторически оправдано. Человек принимает решения самого разного свойства ежедневно по нескольку раз. Однако интуитивные решения не поддаются логическому толкованию, что снижает доверие к ним. Кроме того, ЛПР часто не в состоянии переработать объем информации, поступающий к моменту принятия решения. Поэтому в процесс принятия решения активно внедряются ЭВМ, работающие на основе формальных процедур. Это в свою очередь вызывает необходимость разработки специальных моделей (обычно имитационных) для неформального принятия решений. Достижение эффективного симбиоза «человек — ЭВМ» возможно в том случае, когда решения принимаются человеком в диалоге с ЭВМ. При этом можно выделить три основных вида взаимодействия: принятие решения ЭВМ по рекомендациям человека; принятие решения человеком по рекомендациям ЭВМ; принятие решения человеком в диалоге с ЭВМ.

Последний способ является наиболее современным и широко применяется в автоматизированных системах управления, проектирования и научных исследований.

Проблеме организации диалога ЛПР — ЭВМ сопутствует большое число проблем лингвистического, математического, программного, технического и организационного характера. Среди лингвистических проблем одной из важнейших является создание диалогового языка, близкого к естественному или профессиональному в данной предметной области, обеспечивающего взаимообмен информацией в диалоге ЛПР с ЭВМ. При этом необходимы спе-

циальные программные и технические средства, позволяющие реализовать диалог в удобной для ЛПР форме. Комплекс лингвистических, программных и технических средств обеспечения взаимообмена информацией между ЛПР и ЭВМ называют *диалоговой системой*.

Однако, как было сказано, принятие решений в системе ЛПР—ЭВМ не ограничивается возможностью обмена информацией. Здесь очень важно, чтобы формальное описание процессов (формальные модели) было ориентировано на возможность вмешательства человека в процесс вычислений, причем это вмешательство не только уточняет условия проведения вычислений и логических процедур, но и изменяет их, не нарушая общего процесса выработки решения. Это требует создания специальных моделей, сочетающих в себе свойства формальных (математических) и лингвистических моделей. Это направление в теории управления называют *семиотикой*, а системы принятия решений — *семиотическими*. При этом считается необходимым создание специальной алгебры, т. е. выделение специальных объектов принятия решений и операций над ними, а следовательно, и специального семиотического языка моделирования. Этот вывод хорошо согласуется с формулировкой задачи принятия решений, представленной в данном параграфе. Систему специальных лингвистических и математических моделей принятия решений, отображенную в программно-техническую среду ЭВМ, принято называть *интерактивной системой принятия решений*.

Формальные процедуры и математические модели принятия решений представляют собой одну из наиболее сложных компонент интерактивной системы. При этом наиболее часто эта задача в математической постановке трактуется как задача многокритериальной оптимизации. Наиболее подробно эта задача проработана в теоретико-игровом подходе. Существуют методы ее решения, объединенные в теории адаптивных систем и расплывчатых множеств. В общем случае эта задача решается при разработке методов искусственного интеллекта.

6.5. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ

Автоматизированные системы управления (АСУ) стали развиваться с появлением автоматических регуляторов элементов технологической линии производства промышленной продукции. Однако настоящий расцвет автоматизации наступил только с появлением средств вычислительной техники, т. е. быстродействующих устройств арифметического и логического преобразования информации и программных средств, позволяющих осуществлять преобразование информации с помощью достаточно сложных алгоритмов. Необходимость создания таких алгоритмов создала потребность в новых методах решения задач, поддающихся формальному моделированию. Установление факта невозможности решения всех задач управления производственной системой только

формальными методами потребовало введения в процесс их решения человека. Это в свою очередь сделало необходимым создание новых методических, программных и технических средств вычислительной техники, обеспечивающих целенаправленное и экономное взаимодействие человека и ЭВМ.

Необходимо отметить, что автоматизация принятия решения и исполнения воздействия реально может быть осуществлена лишь в том случае, если человек испытывает доверие к используемым средствам автоматизации. Это возможно лишь тогда, когда средства автоматизации находятся в работоспособном состоянии не меньшее время, чем управленческий персонал.

Именно эти два обстоятельства ограничивают автоматизацию управления в организационных системах. И принципиальная причина этого ограничения заключается в невозможности на данном этапе развития общества исключить человека из процесса принятия решений из-за их неформальности, т. е. отсутствия знаний, необходимых для формализации этого процесса, или принципиальной невозможности описать его с использованием аппарата формальной логики. Эта причина является основной, вызывающей недоверие к средствам автоматизации, хотя себе и друг другу люди довольно спокойно прощают ошибочно принятые решения.

Под технологическим процессом понимается последовательность действий, выполняемых активными и пассивными элементами системы, осуществляющей преобразование типа «ресурс — продукт». Это определение позволяет снять ограничение понятия технологического процесса только действующими техническими объектами, как это иногда трактуется. Можно сказать, что технологический процесс—это любая деятельность в рамках целеорганизованной системы. Понятие технологического процесса применимо как к управлению функционированием объектов, в том числе энергетических, так и к управлению их развитием, включая проектирование.

Практически различие между СУ *функционированием* и СУ *проектированием* энергообъекта заключается в том, что СУ проектированием в основном является организационной системой, где управлять нужно не техническими средствами, а коллективами людей. Теоретическое различие вызвано степенью неопределенности информации, используемой в этих СУ для принятия решения. Имея в виду большую заблаговременность рассмотрения ситуации при проектировании, когда большая часть информации является прогнозом, нужно отметить и большую неопределенность информации о развитии искусственных систем проектирования, хотя информация о системах, обладающих свойствами цикличности, например гидрологические характеристики рек, более определена по указанной причине именно в системе проектирования и долгосрочного прогнозирования.

Теперь следует сформулировать общие принципы построения АСУ эксплуатацией и систем автоматизации проектирования (САПР) гидроэнергетических объектов.

Принцип системности состоит в том, что система управления и управляемый ею технологический процесс составляют единое целое, подчиняющееся законам и принципам построения систем. С учетом определений, данных в § 6.1—6.4, это означает, что структура системы управления совпадает в общем случае со структурой системы общего вида, рассмотренной в § 6.1; система управления и управляемый технологический процесс находятся в непосредственной взаимосвязи, а также связаны с соответствующими внешними системами, т. е. не технологический процесс формирует систему управления, а они во взаимодействии формируют новую систему, где и управляющий, и технологический элементы находятся в строгом системном соответствии; в системе среда — управление — технология соблюдаются общесистемные принципы построения, такие как: целевая совместимость, информационное единство, информационная разрешимость, альтернативность решений, раскрытие неопределенности и, конечно, принцип экономности, что позволяет сохранить целостность системы.

Принцип иерархичности заключается в том, что каждый решающий элемент системы представляет собой самостоятельную систему, для которой справедливы все общие законы и принципы функционирования систем. Это значит, что рассмотрение задач, решаемых каждым АЭ, осуществляется как проектирование новой системы среда — управление — технология со своими целями, технологическим процессом, управлением, причем средой в этом случае становится та система (внешняя), в которой рассматриваемая система является решающим элементом. Следовательно, для каждого АЭ существует в общем случае вся иерархия отношений, существующая в системе: целевая, информационная, структурная, функциональная, техническая и организационная.

Принцип инвариантности непосредственно вытекает из принципа иерархичности и состоит в том, что структура описания произвольных АЭ неизменна, несмотря на их содержательное различие, т. е. структура описания АЭ инвариантна к предметной области АЭ (§ 6.1). Использование принципа инвариантности позволяет обеспечивать математическое единство и типизацию решений в СУ.

Принцип альтернативности тесно связан с принципом инвариантности и заключается в том, что развитие и совершенствование СУ осуществляется путем наращивания альтернативных АЭ, при этом обеспечивается неизменность метода выработки решений не только относительно ТП, но и относительно СУ. За счет альтернативности структуры СУ достигается также адаптация ее к изменению условий существования. При этом альтернативность структуры СУ создает необходимую ей информационную и функциональную избыточность.

Принцип комфортности заключается в том, что ввод автоматизированных средств управления или реализации технологического процесса осуществляется поэтапно, причем в первую очередь вводятся элементы, дающие наибольший эффект и имеющие наибольшую техническую надежность. Естественно, что вновь вводимые в эксплуатацию элементы АСУ и САПР должны иметь надлежащий интерфейс (взаимосвязь) человек — машина, т. е. обеспечивать простоту и удобство общения человека со средствами автоматизации в пределах его профессиональной компетентности (с минимальным объемом обучения эксплуатации средств автоматизации). Этим способом достигается доверие человека к вводимой новой технологии, что позволяет ускорить эволюцию технологического процесса и СУ, т. е. преодолеть инерционность организационной системы.

Рассмотренные принципы позволяют описать последовательность проектирования систем автоматизации управления и проектирования:

формулирование целей, средств и результатов производственной системы в целом и ее инвариантных АЭ;

формальное описание ТП (желательно в форме сетевого графика — графа отношений);

формирование критериев достижения целей производственной системы в целом и ее АЭ;

разработка моделей управления ТП с учетом ранее сформулированных гипотез, проверка непротиворечивости моделей на всех уровнях целевой, информационной, структурной и организационной иерархии;

разработка модели выработки решения по всем ее компонентам; формирование множества моделей формирования альтернатив, выявление неформальных звеньев системы, где требуется участие человека (точек диалога);

анализ моделей и выявление инвариантных процедур;

разработка формальной структуры СУ в виде виртуальной системы обработки данных (СОД), т. е. в виде системы информационно-связанных функционально независимых блоков (подмоделей) общей модели СУ и ее отдельных АЭ (подсистем) с указанием точек диалога;

отображение виртуальной СОД на конкретные технические и организационные элементы на основе принципа экономической целесообразности.

Приведенный укрупненный алгоритм в общем случае применим к разработке любого системного проекта. Особенности предметной области проектируемой системы будут отражены в моделях технологического процесса и СУ в виде непротиворечивой системы целевых, информационных, структурных, технических и организационных моделей. Они же позволяют точно описать тип системы управления: для высокомеханизированного технологического процесса функционирования системы — АСУ, для технологического процесса проектирования систем, где преобладает доля живого труда людей, — САПР. При этом понятие САПР включает в себя и средства совершенствования собственно технологии проектирования, и средства управления проектным процессом.

Что же дает автоматизация технологического процесса проек-

тирования и функционирования такой системы, как гидроэнергетический объект?

Во-первых, автоматизация ускоряет выполнение таких рутинных операций, как сбор, передача, хранение и накопление информации.

Во-вторых, автоматизация позволяет повысить обоснованность выработки решений за счет ускорения формирования альтернатив, что, естественно, позволяет увеличить число альтернатив, генерируемых в отведенное для выработки решения время. Это значит, что таким путем уменьшается вероятность методической ошибки формирования альтернатив.

В-третьих, автоматизация требует формализации процесса принятия решений, снижая в определенной степени эффект субъективизма.

В-четвертых, автоматизация дает возможность шире использовать инвариантные АЭ, т. е. повысить степень типизации элементов технологического процесса и, следовательно, уменьшить время и стоимость (с учетом ущерба от ошибочно принятых решений) выработки управляющего воздействия, в том числе проектирования СУ.

И, наконец, в-пятых, автоматизация позволяет снизить долю живого труда как в ТП, так и в СУ, создавая комфортные условия для людей, работающих в АСУ и САПР. Этот факт особенно важен для понимания тех организационных мер, которые должны быть приняты для разработки этих систем; АСУ или САПР — это не комплекс вычислительных средств с развитым периферийным оборудованием, а целостная человеко-машинная система достижения поставленной глобальной цели.

6.6. ИНФОРМАЦИОННЫЕ, ПРОГРАММНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА АСУ И САПР

Как указано выше, АСУ и САПР представляют собой человеко-машинные системы, где в понятии «машина» объединяются все средства автоматизации технологического процесса. В соответствии с изложенными принципами построения АСУ и САПР их машинная система строится на основе некоторых структурных инвариантов, к которым относятся информационные, программные и технические средства автоматизированных систем. Эта часть средств АСУ и САПР достаточно подробно разработана специалистами в области ЭВМ и программирования и реализует в большой степени описанный выше общий подход к построению систем. Поэтому рассмотрение указанных средств автоматизированных систем полезно не только с ознакомительной точки зрения, но и в качестве иллюстрации применения системного подхода в конкретной проблемной области.

Информационные, программные и технические средства АСУ и САПР подразделяют на *инвариантную* и *проблемную части*. Проблемная часть средств автоматизации отражает специфику конкретной области приложения автоматизированных систем. Ее описанию посвящены практически все главы данной книги. Инвариантная часть средств автоматизации, являющаяся проблемной областью специалистов в области вычислительных систем, подробно рассматривается в специальной литературе. Поэтому в данном параграфе приведены общие сведения именно об инвариантной части средств автоматизации в той степени, в которой она может быть выделена из среды АСУ и САПР.

Информационные средства автоматизированных систем представляют собой структуру, состоящую из следующих элементов:

источники (генераторы) информации [управляемые объекты, их физические (аналоговые) модели, внешние автоматизированные системы, подсистемы данной автоматизированной системы, ЛПР];

средства передачи данных (каналы связи, средства коммутации, средства транспорта физических носителей информации);

средства хранения, защиты, поиска, систематизации и отображения информации;

приемники (потребители) информации [исполнительные органы управляемых объектов, средства адаптации физических (аналоговых) моделей этих объектов, внешние автоматизированные системы, подсистемы данной автоматизированной системы, ЛПР].

Асинхронность функционирования этих элементов диктует необходимость упорядочения информационных потоков путем введения определенной дисциплины обмена, регламентирующей время начала и окончания отдельных этапов и устанавливающей приоритеты доступа к данным. С помощью дисциплины обмена реализуется взаимосвязь информационного и организационного обеспечения автоматизированной системы.

Средства хранения информации в современных автоматизированных системах строятся на основе *баз данных* и *систем управления базами данных*.

В автоматизированной системе может использоваться несколько баз данных, не связанных между собой и используемых различными подсистемами. Совокупность баз данных, используемых в единой автоматизированной системе, образует систему баз данных. Функции управления и обслуживания баз данных реализуются в виде специальных программных комплексов, которые получили название систем управления базами данных (СУБД). Система баз данных и управляющая ею СУБД образуют *банк данных*. При использовании многоуровневых комплексов технических средств и сетей ЭВМ в автоматизированных системах находят применение распределенные банки данных, в которых локальные базы данных физически расположены на различных технических средствах и могут использоваться автономно, а управление ими осуществляется централизованно с помощью СУБД, реализованной на центральной ЭВМ сети.

Программные средства автоматизированных систем строятся как многоуровневая иерархическая структура, состоящая из модулей операционной системы (ОС), средств трансляции с языков высокого уровня, пакетов прикладных программ (ППП) общего и проблемного назначения.

Под ОС понимается структурно-оганизованная совокупность программ, действующих в качестве интерфейса (сопряжения) между техническими средствами автоматизированной системы — прикладным и проблемным программным обеспечением. Операционная система снабжает пользователей набором средств для облегчения проектирования, программирования, отладки и сопровождения программ, а также управляет распределением ресурсов ЭВМ для обеспечения эффективной работы.

Операционная система позволяет пользователю воспринимать не реальную аппаратуру ЭВМ, а некую идеальную (виртуальную) машину, соответствующую

потребности пользователя, и тем самым обеспечивает независимость программного обеспечения от технических средств его реализации.

Основным способом организации инвариантного прикладного программного обеспечения являются ППП. Различают технологически- методо- и проблемно-ориентированные ППП. Технологически-ориентированные ППП (т. е. реализующие отдельные функции технологии обработки данных) включают системы телеобработки данных и диалоговые мониторы, а также системы управления базами данных и ведения банков данных для отдельных ЭВМ и сетей ЭВМ. Методо-ориентированные ППП реализуют логико-математические методы обработки данных, в том числе методы численного анализа, математической статистики, оптимизации, сетевого планирования и др. В состав проблемно-ориентированных ППП входят ППП имитационного моделирования, решения экономических задач, обработки данных в системах автоматизации экспериментов, научно-технических расчетов, машинной графики и др.

Проблемное программное обеспечение также может быть организовано в виде ППП. В этом случае отдельные модули пакета собираются в ту или иную технологическую цепочку либо с помощью программы пользователя, написанной на языке высокого уровня, либо специальной программы-монитора, которой пользователь передает задание на входном языке данного ППП.

Комплекс технических средств (КТС) автоматизированной системы в общем случае включает одну или несколько ЭВМ, соединенных между собой, с терминальными устройствами ввода-вывода информации и устройствами связи с объектом, датчиками и измерительными приборами, а также с устройствами долговременной памяти с помощью постоянных или коммутируемых линий связи и специальной преобразовательной и коммутационной аппаратуры.

В СССР основным типом универсальных ЭВМ являются ЭВМ единой системы (ЕС). Единая для стран СЭВ техническая политика в области разработки и внедрения средств вычислительной техники привела к созданию семейства малых ЭВМ (СМ ЭВМ). Высокими темпами наращивается в СССР в настоящее время производство персональных микроЭВМ и микропроцессоров.

Для достижения большей эффективности и надежности современные КТС автоматизированных систем строятся в виде многоуровневых систем.

В АСУ ТП роль нижнего уровня КТС часто выполняют микропроцессоры, непосредственно встроенные в технологическое оборудование. В САПР нижний уровень КТС представлен в основном интеллектуальными терминами, обеспечивающими эффективное взаимодействие проектировщика с КТС. Технические средства среднего уровня на основе микроЭВМ и мини-ЭВМ, предназначенные для решения различных задач в диалоге человека с ЭВМ, получили название автоматизированных рабочих мест (АРМ). В зависимости от назначения и конфигурации различают АРМ диспетчера, проектировщика и конструктора.

Технические средства верхнего уровня состоят из больших универсальных ЭВМ или вычислительных систем. Для обслуживания и эксплуатации требуется обученный персонал и необходимы оборудованные помещения с системами автоматического пожаротужения, кондиционирования воздуха, гарантированного электроснабжения, шумопоглощения и т. д. Технические средства обычно компонуются в КТС вычислительного центра (ВЦ), который создается при крупных предприятиях (организациях) как структурное подразделение или как самостоятельное предприятие. Создаются также межведомственные ВЦ коллективного пользования, отраслевые и межотраслевые сети ВЦ.

Часть 2

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПТИМАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГИИ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

ГЛАВА 7

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидроэнергетические установки весьма разнообразны по своему типу, способу концентрации напора, гидравлическим схемам, режимным и другим показателям. Вследствие этого невозможно дать общие рекомендации для решения задачи эффективного использования гидроэнергетических ресурсов всех видов. Решение указанной задачи должно максимально учитывать конкретные особенности каждой ГЭУ.

Процесс преобразования энергии на ГЭУ в общем случае достаточно сложен и не может в современных условиях быть изучен иначе, как с позиций системного подхода, для которого характерно деление всего технологического процесса на несколько отдельных, но взаимосвязанных этапов, объединенных общей целью эффективного использования гидроэнергетических ресурсов; раздельное, а затем совместное изучение особенностей этих этапов. Выделение этих этапов позволяет значительно упростить проблему изучения режимных особенностей ГЭУ и повысить эффективность использования гидроэнергоресурсов.

Используя системный подход, можно также разделить все виды потерь энергии на ГЭУ на две категории — технологические и режимные. К первой категории будут относиться те неизбежные потери энергии, которые определяются данной технологической схемой и не зависят или мало зависят от времени. Технологические потери энергии присущи каждому элементу процесса преобразования энергии, взятому отдельно, вне связи с другими элементами. Уменьшение этих потерь связано с повышением эффективности технологии проектирования, строительства и эксплуатации, в том числе с улучшением гидравлических показателей компонентов ГЭУ за счет повышения качества строительных материалов и конструкции гидроузла, включая и гидроагрегат в целом. Для каждого из отмеченных видов потерь энергии первой категории можно получить обобщенные энергетические характеристики и использовать их в оптимизационных расчетах.

Технологические потери энергии разделяются на агрегатные и общестанционные.

Первые определяются только режимом работы гидроагрегата в данный момент времени (потери энергии в турбине, генераторе, блочном водоводе и т. д.). Вторые зависят от режима работы всех гидроагрегатов и ГЭУ в целом (потери в верхнем и нижнем бьефах, деривации, общих водоводах, за счет холостых сбросов воды и т. д.). Отсюда следует необходимость разного подхода к потерям этих видов с точки зрения как технологии описания процесса, так и математической.

Режимные потери энергии и мощности определяются показателями работы ГЭУ в целом, включая водохранилище. Эти потери, базируясь на технологических характеристиках элементов ГЭУ, позволяют учесть общестанционные потери мощности в данный момент времени на основе выбора оптимального числа и состава работающих гидроагрегатов и водопроводящих сооружений гидроузла, а также режимные потери энергии и мощности во времени, связанные с изменением фактора интенсивности энергоресурсов — напора от режима электростанции и явлением последействия. Последние виды потерь связаны как с динамическими гидравлическими процессами на ГЭУ, так и с изменением режима водохранилищ и самой ГЭУ во времени. Все эти виды потерь энергии должны учитывать технологические особенности ГЭУ в целом, а также бьефов, притока воды, отборы и потери воды на гидроузле в целом.

Для оценки эффективности работы ГЭУ и ее элементов необходимо использовать как абсолютные, так удельные и дифференциальные показатели ее режима. Абсолютные показатели (мощность, напор, расход, выработка и т. д.) позволяют оценить в целом сравнительную эффективность режима ГЭУ; они являются основой численных расчетов на ЭВМ. Удельные показатели (отношения абсолютных показателей) позволяют оценить так называемую материалоемкость технологического процесса ГЭУ — один из важнейших показателей эффективности работы любого предприятия.

Дифференциальные показатели более чувствительны к изменению показателей режима и широко используются в оптимизационных расчетах особенно при аналитическом решении разных задач.

7.2. ОБОБЩЕННАЯ МОДЕЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ НА ГЭУ

В целом задача оптимального использования гидроэнергопотенциала на самой ГЭУ может быть представлена следующим образом.

Для заданного (подведенного) значения гидроэнергопотенциала $Э^{под}_{ГЭУ}$ за период времени T требуется найти такой режим эксплуатируемой ГЭУ, который обеспечит минимум потерь энергии на ГЭУ $\Delta Э_{ГЭУ}$ или максимальный КПД $\eta_{ГЭУ}$ при учете

разного рода ограничений и условий, т. е.

$$Э_{ГЭУ} = \int_0^T N_{ГЭУ}(t)\,dt \Rightarrow \max \tag{7.1}$$

при заданном значении подведенного гидроэнергопотенциала, т. е.

$$Э^{под}_{ГЭУ} = \int_0^T N^{под}_{ГЭУ}(t)\,dt = A \tag{7.2}$$

или

$$\eta_{ГЭУ} = \frac{Э_{ГЭУ}}{Э^{под}_{ГЭУ}} = 1 - \frac{\Delta Э_{ГЭУ}}{Э^{под}_{ГЭУ}} \Rightarrow \max. \tag{7.3}$$

Величина $Э^{под}_{ГЭУ}$, как правило, переменная за один и тот же период T, определяющаяся как солнечной интенсивностью, так и особенностями рассматриваемого вида гидроресурсов в данном регионе. В связи с этим понятие «заданная величина» заключается в том, что она не зависит от технологии преобразования энергии на ГЭУ и определяется в основном природными факторами. Очевидно, что большое значение в гидроэнергетике имеет знание закономерностей изменения подведенной энергии к ГЭУ во времени.

Потери энергии $\Delta Э_{ГЭУ}$ определяются технологическими и режимными факторами, зависящими от конкретного типа ГЭУ, от которого зависит также технологическая модель преобразования энергии на гидроэлектростанции, и число этапов (см. ниже), объединенных некоторым общим показателем или фактором. В качестве такого фактора, объединяющего весь технологический процесс любой ГЭУ, следует принимать расход (сток) воды, проходящей в данный момент (за период) времени через гидроузел, т. е. количественный фактор гидроэнергии Q или W.

Соотношения (7.1)—(7.3) отражают энергетическую эффективность технологического процесса на самой ГЭУ за период времени T и наиболее полно учитывают все режимные потери гидроэнергоресурсов. Эти показатели наиболее характерны именно для ГЭУ — технологических установок, характеризующихся зависимостью напора (калорийности топлива) от расхода стока (количества израсходованного ресурса). Для ТЭС и АЭС, не имеющих в явном виде зависимости эффективности режимов в данный момент времени от предыдущего состояния технологического процесса, более характерны показатели изменения мощности во времени. Аналогичные показатели применимы и для тех ГЭУ, которые не имеют эффекта последействия (например, деривационные ГЭС, работающие по водотоку без водохранилища, волновые электростанции). Для них общая постановка задачи эффективного использования гидроэнергоресурсов будет сводиться к обеспечению максимума полезной мощности на шинах генератора $N_{ГЭУ}(t)$

при заданной подведенной мощности в данный момент времени $N_{ГЭУ}^{под}(t)$, т. е.

$$N_{ГЭУ}(t) = [N_{ГЭУ}^{под}(t) - \Delta N_{ГЭУ}(t)] \Rightarrow \max, \qquad (7.4)$$

или

$$\Delta N_{ГЭУ}(t) \Rightarrow \min, \qquad (7.5)$$

или

$$\eta_{ГЭУ}(t) = \frac{N_{ГЭУ}(t)}{N_{ГЭУ}^{под}(t)} = 1 - \frac{\Delta N_{ГЭУ}}{N_{ГЭУ}^{под}(t)} \Rightarrow \max. \qquad (7.6)$$

Для разработки обобщенной модели технологического процесса ГЭУ были проанализированы схемы основных типов ГЭУ. Анализ этих схем показал, что все они имеют те или иные этапы, присущие наиболее сложному виду ГЭУ — каскаду деривационных гидроэлектростанций.

Для указанного типа ГЭУ обобщенная технологическая модель состоит из следующих этапов (рис. 7.1): «заготовка» энергоресурса и его транспорт к гидроузлу *1*; хранение и перераспределение энергоресурса во времени *2*; транспорт энергии к гидроагрегату по деривации *3* и напорным водоводам *4*; преобразование энергии в гидроагрегате *5*; отведение воды или энергоносителя от гидроагрегата *6*; отведение воды или энергоносителя от ГЭУ *7*.

Все эти этапы по своим технологическим особенностям являются относительно самостоятельными и связаны друг с другом общим фактором — расходом (стоком) воды, проходящей через ГЭУ. Это позволяет вначале проанализировать особенности каждого этапа в отдельности и затем учесть их при построении эффективной схемы использования гидроэнергопотенциала на ГЭУ в целом.

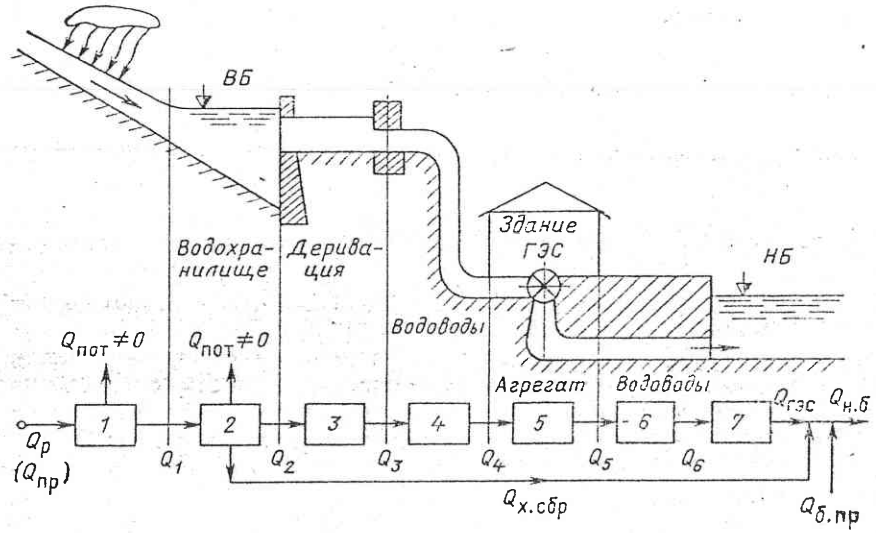


Рис. 7.1. Обобщенная технологическая модель ГЭУ с водохранилищем

Для схемы на рис. 7.1 баланс мощности и энергии будет иметь следующий вид:

$$N_{ГЭУ} = N_{ГЭУ}^{под} - \Delta N_{ГЭУ} = N_{ГЭУ}^{под} - \sum_{i=1}^{7} \Delta N_i =$$

$$= N_{ГЭУ}^{под} - (\Delta N_1 + \Delta N_{в.б} + \Delta N_{дер} + \Delta N_{вод} + \Delta N_а + \Delta N_{отв} + \Delta N_{н.б}); \qquad (7.7)$$

$$\Theta_{ГЭУ} = \Theta_{ГЭУ}^{под} - \Delta\Theta_{ГЭУ} = \Theta_{ГЭУ}^{под} - \sum_{i=1}^{7} \Delta\Theta_i = \Theta_{ГЭУ}^{под} - (\Delta\Theta_1 + \Delta\Theta_{в.б} +$$

$$+ \Delta\Theta_{дер} + \Delta\Theta_{вод} + \Delta\Theta_а + \Theta_{отв} + \Delta\Theta_{н.б}), \qquad (7.8)$$

где ΔN_1 и $\Delta\Theta_1$ — потери соответственно мощности и энергии на первом этапе (например, потери в каскаде); $\Delta N_{в.б}$ и $\Delta\Theta_{в.б}$ — потери мощности и энергии соответственно на втором этапе, т. е. за счет водохранилища (например, за счет отбора воды, потерь ее и снижения отметок верхнего бьефа); $\Delta N_{дер}$ и $\Delta\Theta_{дер}$, $\Delta N_{вод}$ и $\Theta_{вод}$ — потери мощности и энергии соответственно на третьем и четвертом этапах, в основном за счет потерь напора в деривации и напорных водоводах; $\Delta N_а$ и $\Delta\Theta_а$ — потери мощности и энергии на пятом этапе, имеющие место в гидроагрегате при преобразовании энергии в турбине, генераторе, а также редукторе (при его наличии); $\Delta N_{отв}$ и $\Delta\Theta_{отв}$ — потери мощности и энергии на шестом этапе, имеющие место в отводящих водоводах (исключая отсасывающую трубу); $\Delta N_{н.б}$ и $\Delta\Theta_{н.б}$ — потери мощности и энергии в нижнем бьефе гидроузла.

Каждый i-й этап преобразования энергии на ГЭУ характеризуется своей подведенной $N_i^{под}$ и полезной N_i мощностью. Последняя или является подведенной к $(i+1)$-му этапу, или используется для преобразования гидроэнергии в другие виды энергии (электрическую).

Потери ΔN_i можно найти по формуле

$$\Delta N_i = 9{,}81\,(\Delta Q_i H_i^{под} + Q_i^{под}\Delta H_i - \Delta H_i \Delta Q_i) =$$

$$= \Delta N_Q + \Delta N_H - \delta N \approx \Delta N_Q + \Delta N_H, \qquad (7.9)$$

где ΔN_Q и ΔN_H — потери мощности на i-м этапе за счет уменьшения расхода и напора соответственно; δN — уменьшение потерь в i-м элементе; обычно δN — малая величина по сравнению с ΔN_Q и ΔN_H.

Из (7.9) следует, что для определения энергетических характеристик i-го этапа необходимо знать баланс расхода и напора в нем. Значения ΔN_Q и ΔN_H различны для каждого этапа преобразования энергии на ГЭУ; в одних случаях превалируют потери по расходу, в других — по напору, в третьих — и те и другие потери одинаковы. Так, для первого (иногда второго) этапа наиболее значительны потери по расходу. Для всех прочих этапов наиболее существенны потери по напору ΔN_H, в том числе и для пято-

го этапа, где дополнительно учитываются еще и электрические потери в генераторе (двигателе).

Каждому этапу технологического процесса на ГЭУ присущи свои показатели и характеристики, зависящие от конкретного вида электростанции и ее особенностей.

Для насосных станций (НС) и насосного режима высоконапорных ГАЭС в общем случае также справедлива схема на рис. 7.1. Однако здесь направление расхода обратное; отсутствуют холостые сбросы воды; не всегда имеется деривация (канал) или водохранилище в верхнем бьефе; практически отсутствуют потери расхода.

Для русловых ГЭС не существуют третий, четвертый и пятый этапы; для приплотинных — третий и в большинстве случаев (кроме подземных ГЭС) шестой этапы.

Для каскадов ГЭС первый этап соответствует транспорту воды от верхней ГЭС к водохранилищу нижней с учетом боковой приточности.

Приливные электростанции в турбинных и насосных режимах не имеют третьего, четвертого и шестого этапов, а первый и второй этапы совмещены в один — заготовка энергоресурса и транспорт его к ГЭУ.

Волновые электростанции имеют только один этап — пятый. Этап транспорта энергии здесь превращается в этап установки агрегатов электростанции в направлении, перпендикулярном фронту волн для получения максимальной отдачи волновой энергии.

Кроме того, разные виды ГЭУ характеризуются разными коэффициентами использования напора и расхода в целом, а следовательно, и коэффициентами использования гидроэнергоресурсов — КПД.

7.3. БАЛАНСЫ РАСХОДОВ И НАПОРОВ ГЭУ

Расход воды на ГЭС — это количественный показатель потребления энергоресурсов. Аналогичным показателем на ТЭС является количество израсходованного топлива. Потенциал водотока рассчитывается при условии полного использования стока. Однако в реальных условиях часть стока неизбежно теряется для энергетики, так как является сырьем для промышленности или необходимым компонентом какого-либо производства. При этом часть стока может вернуться в водохранилище, но в другое время и другое место. Отборы воды из водохранилища или водотока, как правило, не совпадают с режимами ГЭС, определяемыми требованиями энергосистемы. Указанные обстоятельства с учетом роста потребления воды народным хозяйством и возникновения в ряде бассейнов рек дефицита воды повышают требования к ее рациональному использованию. Для этого необходимы прежде всего достоверные данные о расходовании воды на разные нужды.

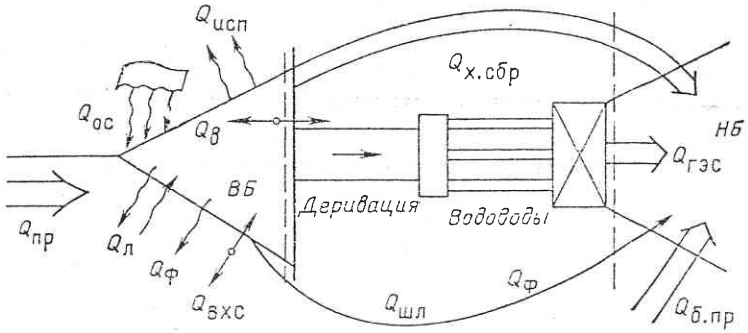


Рис. 7.2. Баланс расхода ГЭС

Как уже отмечалось, основным методом изучения является системный подход или в данном случае балансовый метод, или метод водного баланса ГЭС, как основного мерного створа на реке. Под водным балансом ГЭС понимается равенство между количеством воды (расходом или стоком), поступающей к створу плотины ГЭС с учетом потерь и отборов из верхнего бьефа $Q_{в.б}$, и расходом в нижнем бьефе $Q_{н.б}$; при расчете $Q_{в.б}$ и $Q_{н.б}$ также возможно использование балансового метода. Между $Q_{в.б}$ и $Q_{н.б}$ обычно возникает невязка любого знака из-за погрешностей, имеющих место в расчетах, например при учете погрешностей морфометрических характеристик бьефов, энергетических характеристик агрегатов, ГЭС и т. д.

На рис. 7.2 дана схема баланса расходов одиночной ГЭС, которая расчленяется на две составляющие — балансы расходов верхнего и нижнего бьефов, из-за незначительности непроизводительных потерь расхода на этапах от второго до пятого, сопоставимых по размерам с погрешностями энергетических расчетов в целом.

Баланс расхода в верхнем бьефе ГЭС. Общий приток к створу ГЭС в момент t может быть найден по формуле

$$Q_{в.б}(t) = Q_{пр}(t) + Q_в(t) + Q_{ос}(t) - \\ - Q_{исп}(t) \pm Q_л(t) \pm Q_ф{}^в(t) \pm Q_{вхс}(t), \qquad (7.10)$$

где $Q_{пр}(t)$ — естественный или бытовой расход водотока; $Q_в(t)$ — расход водохранилища; $Q_{ос}(t)$ — атмосферные осадки в водохранилище; $Q_{исп}(t)$ — испарение воды с поверхности водохранилища; $Q_л(t)$ — потери воды на льдообразование; $Q_ф{}^в(t)$ — потери на фильтрацию воды в ложе водохранилища и обратный частичный возврат ее при сработке водохранилища; $Q_{вхс}(t)$ — расход воды для удовлетворения потребностей участников водохозяйственной системы.

Баланс расходов в нижнем бьефе ГЭС. Расход одиночной ГЭС может быть определен на основе следующего балансового соот-

ношения:

$$Q_{н.б}(t) = Q_{ГЭС}(t) + Q_{х.сбр}(t) + Q_{шл}(t) + Q_{ф}(t) + Q_{б.пр}(t) + Q_{проч}(t), \quad (7.11)$$

где $Q_{ГЭС}(t)$ — расход воды через турбины ГЭС; $Q_{х.сбр}(t)$ — холостые сбросы воды; $Q_{шл}(t)$ — расход воды на шлюзование; $Q_{ф}(t)$ — расход воды из верхнего в нижний бьеф через гидротехнические сооружения и в обход их; $Q_{б.пр}(t)$ — боковая или местная приточность, определяемая дополнительным естественным притоком, имеющим место между створами головного сооружения и нижним бьефом (рис. 7.2); $Q_{проч}(t)$ — неэнергетический (прочий) расход воды или расход воды в нижнем бьефе на нужды участников ВХС.

Баланс расходов плотинных ГЭС, составляющих основу гидроэнергетики СССР и имеющих относительно малую длину водопроводящих сооружений, может производиться на основе равенства $Q_{в.б}$ и $Q_{н.б}$ в любой момент времени, т. е.

$$Q_{в.б} = Q_{пр} + Q_{в} + Q_{ос} \pm Q_{л} - Q_{исп} \pm Q_{ВХС} \pm Q_{ф}^{в} = Q_{н.б} = Q_{ГЭС} + Q_{х.сбр} + Q_{ф} + Q_{шл} + Q_{проч} + Q_{б.пр}. \quad (7.12)$$

Часто некоторые виды потерь воды учитываются гидрометслужбой в $Q_{пр}(t)$; другими видами потерь можно пренебречь из-за их малости (особенно в меженный осенне-зимний период для крупных рек), тогда вместо (7.12) получим

$$Q_{пр} + Q_{в} = Q_{ГЭС} + Q_{х.сбр}; \quad (7.13)$$

или

$$Q_{н.б} = Q_{пр} + Q_{в}. \quad (7.14)$$

Это означает, что при отсутствии холостых сбросов

$$Q_{ГЭС} = Q_{н.б} = Q_{пр} + Q_{в}. \quad (7.15)$$

Для ГЭС по водотоку $Q_{в}=0$ и $Q_{н.б}=Q_{пр}$, а $Q_{ГЭС}$ определяется на основе выражения

$$Q_{ГЭС} = \begin{cases} Q_{н.б}^{р}(t) = Q_{н.б}(t) - Q_{шл}(t) - Q_{ф}(t) - Q_{проч}(t) \\ \text{при } Q_{ГЭС}^{макс}[H_{ГЭС}(t)] > Q_{н.б}^{р}(t); \\ Q_{ГЭС}^{макс}[H_{ГЭС}(t)] \text{ при } Q_{ГЭС}^{макс}[H_{ГЭС}(t)] < Q_{н.б}^{р}(t); \\ Q_{х.сбр}(t) = Q_{н.б}^{р}(t) - Q_{ГЭС}^{макс}[H_{ГЭС}(t)]. \end{cases} \quad (7.16)$$

Разумеется, что все сказанное относится к установившемуся режиму работы ГЭС, когда они могут выполнять роль мерных створов на реке для определения $Q_{пр}(t)$. Действительно, $Q_{в}$, $Q_{ГЭС}$ и $Q_{х.сбр}$ в (7.13) могут быть определены для заданного интервала времени по известным режимам ГЭС и их бьефов. Тогда $Q_{пр}$ можно определить на основе балансового соотношения (7.13).

Погрешности расчета $Q_{пр}$ или других составляющих (7.13) определяются видом регулирования, площадью водохранилища, площадью водосборной поверхности, расчетным интервалом, точностью расчета режимов бьефов ГЭС и т. д. В частности, при увеличении Δt и уменьшении площади водохранилища $F_{в}$ погрешность расчета $Q_{пр}$ уменьшается и наоборот.

Для деривационных и смешанных ГЭС с большими по длине водопроводящими сооружениями для коротких интервалов времени (около 1 ч) мгновенный баланс расходов $Q_{в.б}$ и $Q_{н.б}$ может нарушиться за счет наличия времени добегания волны расхода между головным сооружением и зданием ГЭС. Здесь имеет место соотношение

$$Q_{н.б}(t - \tau_{доб}) = Q_{в.б}(t). \quad (7.17)$$

Вследствие этого при определении режима гидроэлектростанции необходимо учитывать явление последействия в гидравлических процессах для малых интервалов времени (около 1 ч). Указанное явление может не учитываться для больших интервалов (декада, месяц).

Баланс расходов других видов ГЭУ. Рассмотренные выше уравнения водного баланса ГЭС справедливы в общем виде для одиночных ГАЭС, ГЭС-ГАЭС, НС и других видов ГЭУ. Необходимо лишь в каждом конкретном случае учитывать их особенности. Так, для ГАЭС несовмещенного типа

$$Q_{ГАЭС}(t) = Q_{в}(t). \quad (7.18)$$

Потери из водохранилища таких ГАЭС влияют в данный момент времени только на их объем, но не на расход. Плавающий лед не создает потерь мощности, так как вытесняет определенный объем воды и уровень воды в бассейнах поднимается. Он также влияет на объем водохранилища, а не на его расход в данный момент.

Для ГАЭС с искусственными бассейнами режим расходов $Q_{ГАЭС}(t)$ не влияет на уровень бьефов в данный момент времени, определяющийся объемом воды в них. Для ГАЭС с приточностью в водохранилищах $Q_{ГАЭС}(t)$ в турбинном режиме будет определяться так же, как для ГЭС с учетом $Q_{пр}(t)$ и $Q_{в}(t)$. Расход $Q_{н.б}(t)$ таких ГАЭС будет включать в себя помимо $Q_{ГАЭС}(t)$ еще и дополнительную приточность в нижнее водохранилище.

Для насосных режимов ГАЭС и НС расход подачи всегда равен только расходу ГЭУ, исключая разного рода технологические потери воды и ее протечки из верхнего бьефа в нижний, минуя агрегаты.

Баланс расходов ГАЭС с искусственными бассейнами можно получить с точностью до 1—2% за заданный интервал времени. Все сказанное выше о ГЭС и ГАЭС справедливо и для ГЭС-ГАЭС.

Естественная приточность к приливным и волновым электростанциям отсутствует. Кроме того, для волновых электростанций отсутствует и понятие «расход ГЭУ», так как для получения электроэнергии используется только изменение уровней моря в данный период времени. На ПЭС расход воды через гидроагрегаты,

а также холостые сбросы воды при заданном графике нагрузки определяются только режимами бьефов и пропускной способностью самих гидроагрегатов. При прямом турбинном или обратном насосном режиме ПЭС уровень воды в бассейне $z_{бас}$ выше уровня моря $z_м$ и расход ГЭУ в целом не влияет на уровень моря, определяемый мареограммой. Для обратного турбинного или прямого насосного режима $z_{бас}<z_м$; режим уровней в бассейне зависит только от объема воды в нем, а не от $Q_{пэс}$ в данный момент времени.

Расчет баланса расходов особенно сложен для каскадов ГЭС. Для плотинных ГЭС практически весь $Q_{пр}(t)$ проходит через створ гидроузла и потери расхода определяются только неэнергетическими компонентами, т. е. $Q_{исп}$, $Q_л$, $Q_ф$, $Q_{х.сбр}$, $Q_{вхс}$. Для деривационных и смешанных ГЭС имеют место дополнительные потери местного притока на участке от головного узла до нижнего бьефа.

Особое значение для каскада ГЭС приобретает необходимость учета времени добегания волны расхода $\tau_{доб}$ между створами смежных гидроэлектростанций и для всего каскада. Время $\tau_{доб}$ составляет несколько часов для каскада деривационных ГЭС и несколько суток для каскада плотинных и особенно русловых гидроэлектростанций, сооруженных на равнинных реках с малыми гидравлическими уклонами. Это определяет необходимость разработки специальных методов расчета баланса расходов для каскада разных ГЭС для разных по длительности интервалов времени.

Учет $\tau_{доб}$, равного нескольким суткам, более всего сказывается при краткосрочных режимах ГЭС (сутки, неделя). При $\tau_{доб}>>1$ сут можно принимать, что суточные режимы ГЭС каскада взаимно независимы в данные сутки. При недельном регулировании учет $\tau_{доб}<7$ сут обязателен. В длительных расчетах с интервалами, равными декаде, месяцу, $\tau_{доб}$ можно не учитывать при малых его значениях по сравнению с расчетным интервалом времени.

Если потери расхода учесть в приточности, то для каскада из n плотинных ГЭС при $\tau_{доб}\neq 0$ баланс расходов будет выглядеть следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} &Q_{н.б1}(t)=Q_{пр.1}(t)+Q_{в1}(t);\\ &Q_{н.б2}(t)=Q_{н.б1}(t-\tau_{доб1})+Q_{б.пр2}(t)+Q_{в2}(t);\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &Q_{н.бn}(t)=Q_{н.бn-1}(t-\tau_{добn-1})+Q_{б.прn}(t)+Q_{вn}(t). \end{aligned}\right\} \quad (7.19)$$

Нумерация ГЭС в каскаде принята сверху вниз по течению реки. Предполагается, что боковая приточность пересчитана для створа нижней по течению из двух смежных ГЭС. Расход каждой ГЭС определяется по (7.13).

При $\tau_{доб\,l}=0$ вместо (7.18) получим

$$\left.\begin{aligned} &Q_{н.б1}(t)=Q_{пр1}(t)+Q_{в1}(t);\\ &Q_{н.б2}(t)=Q_{н.б1}(t)+Q_{б.пр2}(t)+Q_{в2}(t)=\\ &=Q_{пр1}(t)+Q_{б.пр2}(t)+\sum_{l=1}^{2}Q_{вl}(t);\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &Q_{н.бn}(t)=Q_{пр1}(t)+\sum_{l=2}^{n}Q_{б.пр\,l}(t)+\sum_{l=1}^{n}Q_{вl}(t). \end{aligned}\right\} \quad (7.20)$$

Из (7.19) и (7.20) видно, что в каскаде режим нижней ГЭС связан, а иногда и во многом определяется режимом верхней по течению гидроэлектростанции. Расчет баланса расходов каскада при заданном режиме водотока и $Q_{вl}(t)$ необходимо вести сверху вниз по каскаду, а расчет уровней (напоров) снизу вверх. Расчет сомкнутого каскада плотинных ГЭС с учетом баланса мощностей в нем возможен лишь итерационным путем. Разомкнутые каскады любых ГЭС можно рассчитывать в любой последовательности.

Расчет баланса расходов в каскаде при $\tau_{доб}\neq 0$ следует производить с учетом сдвига $Q_{н.б\,l}(t)$ во времени. Так, для самой верхней ГЭС необходимо иметь данные о режимах, предшествующих моменту времени t, самой нижней ГЭС каскада — на момент $t-\sum_{l=1}^{n-1}\tau_{доб\,l}$; для второй ГЭС — на момент $t-\sum_{l=2}^{n-1}\tau_{доб\,l}$ и т. д. до $(l-1)$-й ГЭС на момент времени $t-\tau_{доб\,n-1}$. Естественно, что это значительно усложняет расчеты баланса расходов каскада.

Сказанное справедливо и для турбинного режима каскада ГАЭС.

Для каскада насосных станций без водохранилища расходы всех станций равны между собой и определяются подачей самой нижней установки. Если между станциями имеется какой-либо аккумулирующий бассейн или канал, т. е. инерционное звено, то в балансе расходов такого каскада следует учитывать наличие $\tau_{доб}$ при условии его сопоставимости с расчетным интервалом. Примем нумерацию насосной станции снизу вверх, тогда баланс расхода каскада можно представить в следующем виде. Пусть задана подача первой насосной станции, т. е. $Q_{НС1}(t)$. Следовательно,

$$\left.\begin{aligned} &Q_{НС2}(t)=Q_{НС1}(t-\tau_{доб2})+Q_{в1}(t);\\ &Q_{НС3}(t)=Q_{НС2}(t-\tau_{доб3})+Q_{в2}(t);\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &Q_{НСn}(t)=Q_{НСn-1}(t-\tau_{добn})+Q_{вn-1}(t). \end{aligned}\right\} \quad (7.21)$$

При неучете $\tau_{доб}$ (в расчетах длительных режимов) вместо (7.21) получим

$$\left.\begin{aligned} Q_{НС2}(t) &= Q_{НС1}(t) + Q_{в1}(t);\\ Q_{НС3}(t) &= Q_{НС2}(t) + Q_{в2}(t) = Q_{НС1}(t) + \sum_{l=1}^{2} Q_{вl}(t);\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ Q_{НСn}(t) &= Q_{НСn-1}(t) + Q_{вn-1}(t) = Q_{НС1}(t) + \sum_{l=1}^{n-1} Q_{вl}(t). \end{aligned}\right\} \quad (7.22)$$

Из (7.21) и (7.22) следует сложная взаимосвязь режимов насосных станций в каскаде (так же как и в каскаде ГЭС). То же самое относится и к насосному режиму каскада ГАЭС.

Выше было сказано, что водохранилища ГЭУ только перераспределяют сток во времени, не меняя его абсолютного значения (без учета потерь стока) за заданный цикл регулирования. Это означает, что регулирование стока связано с появлением режимных потерь энергии, подведенной к ГЭС. Уменьшение неэнергетических потерь расхода является актуальной задачей, которая может быть решена выбором оптимального режима ГЭУ. Это так называемые режимные потери, о которых более подробно пойдет речь в гл. 13 и 14. Здесь же следует отметить, что с учетом особенностей технологического цикла преобразования энергии разными ГЭУ наибольший (коэффициент использования стока k_W имеют плотинные ГЭС (при прочих равных условиях). Для деривационных ГЭС иногда ощутимы потери энергии на местном стоке. Естественно, что указанный коэффициент, выражающий отношение стока через турбины ГЭС к бытовому стоку за заданный цикл регулирования, существенно зависит от вида регулирования гидроэлектростанции (см. гл. 13):

$$k_W = \frac{W_{ГЭС}}{W_б} = \frac{W_б - W_{мест} - W_{х.сбр} - W_{пот}}{W_б}. \quad (7.23)$$

С точки зрения экономного использования заданного объема энергоресурсов наиболее эффективны плотинные ГЭС длительного регулирования, позволяющие значительно уменьшить $W_{х.сбр}$. Однако эти ГЭС обладают и наибольшим негативным влиянием на окружающую среду (затопление территорий, препятствие свободной миграции проходных и полупроходных рыб и т. д.).

Напор ГЭС — это показатель энергоемкости воды. Аналогичным показателем на ТЭС служит калорийность энергетического топлива. Указанный энергетический потенциал воды не может быть полностью преобразован в механическую энергию вращающейся турбины, часть его неизбежно теряется в процессе преобразования энергии. Непосредственно используется лишь рабочий напор, или напор турбинной установки, или напор нетто $H_т$.

Для изучения методов рационального использования напора воспользуемся балансовым методом. На рис. 7.3 представлена

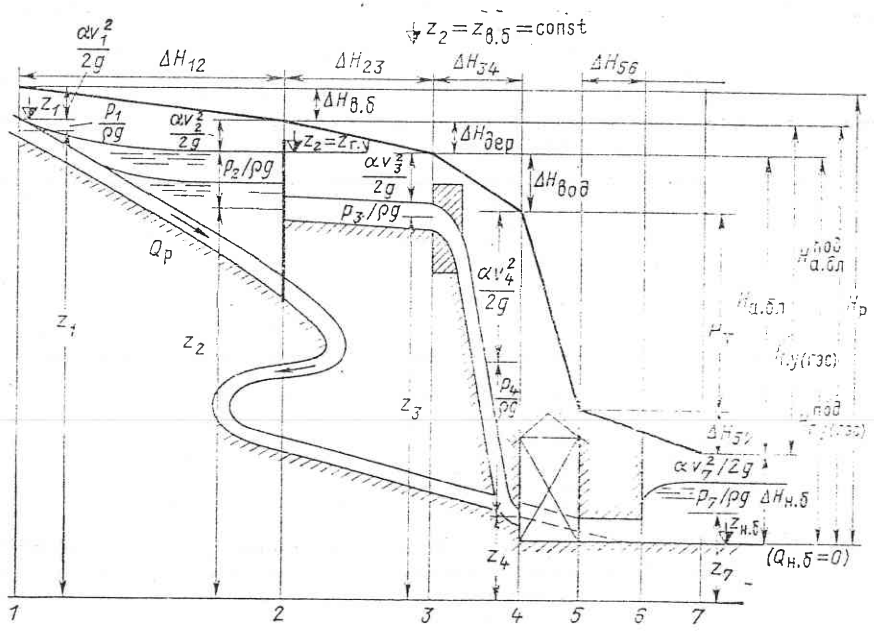


Рис. 7.3. Баланс напоров ГЭС

схема баланса напоров ГЭС с учетом ее обобщенной модели, реализованной на рис. 7.1 [номер створа (сечения) на рис. 7.3 соответствует концу соответствующего этапа рис. 7.1].

Удельная энергия потока воды $Э_i^{уд}$ определяется по уравнению Бернулли для каждого i-го характерного створа, определяемого как граница этапов модели рис. 7.1:

$$Э_i^{уд} = z_i + \frac{p_i}{\rho g} + \frac{\alpha_i v_i^2}{2g}, \quad (7.24)$$

где z_i — удельная потенциальная энергия положения, измеряемая высотой расположения данного живого сечения водотока над некоторой принятой плоскостью сравнения; $p_i/(\rho g)$ — удельная потенциальная энергия давления в центре тяжести данного живого сечения водотока при p_i — удельном избыточном давлении в указанной точке и ρ — плотность жидкости; $\alpha_i v_i^2/(2g)$ — удельная кинетическая энергия жидкости; α — безразмерный коэффициент Кориолиса; g — ускорение свободного падения.

Для створов с открытой водной поверхностью (рис. 7.3, *1*, *2*, *3*, *7*)

$$\frac{p_i}{\rho g} = \frac{p_i^{абс} - p^{атм}}{(\rho g)}; \quad (7.25)$$

$$z_i + p_i/(\rho g) \equiv \nabla z_i, \quad (7.26)$$

где ∇z_i — уровень свободной поверхности водотока.

Учитывая, что напор заданного участка водотока между створами i и $i+1$ выражается разностью удельных энергий потока, получаем

$$H_{i,i+1} = Э_i^{уд} - Э_{i+1}^{уд} = \left(z_i + \frac{p_i}{\rho g} + \frac{\alpha v_i^2}{2g}\right) - \left(z_{i+1} + \frac{p_{i+1}}{\rho g} + \frac{\alpha v_{i+1}^2}{2g}\right). \tag{7.27}$$

С учетом открытых поверхностей

$$H_{i,i+1} = (\nabla z_i - \Delta z_{i+1}) + \frac{\alpha}{2g}(v_i^2 - v_{i+1}^2). \tag{7.28}$$

Поскольку разность скоростей v_i и v_{i+1}, как правило, бывает незначительной для близко расположенных створов с открытой поверхностью, можно записать

$$H_{i,\,i+1} \cong \nabla z_i - \nabla z_{i+1}. \tag{7.29}$$

Примем следующие определения для напоров участка реки длиной L, используемого ГЭС. При этом длина участка определяется протяженностью реки, на естественное состояние которой влияет сооружение ГЭС (от створа *1* до створа *7*, см. рис. 7.3). Участок до створа *1* соответствует естественному состоянию водотока.

Подведенный напор i-го створа при $Q_{н.б} = 0$ — это разность удельной энергии воды в i-м створе и в створе *7* (соответствует отметке сухого дна водотока), т. е. напор характеризует предельные энергетические возможности данного створа при нулевом расходе. В частности, напор участка водотока $H_р$ может быть определен по формуле

$$H_р \approx \nabla z_1 - \nabla z_{н.б}\,(Q_{н.б} = 0) = L_р i_р, \tag{7.30}$$

где $L_р$ — длина участка реки со средним уклоном $i_р$.

Для работающих ГЭС всегда имеют место потери напора, связанные с необходимостью энергетических затрат на транспорт воды к турбине, в ней и от нее.

Будем называть напором гидроузла (ГЭС) $H_{гу}$, или $H_{ГЭС}$, разность удельных энергий водотока между створами 2 и 7. При этом в качестве створа *7* принимается створ, соответствующий наивысшей отметке нижнего бьефа со свободной поверхностью (для реактивных турбин), тогда

$$H_{гу} = H_{гу}^{под} - \Delta H_{57} = \Delta z_{гу} - \nabla z_{н.б} - \Delta H_{56}. \tag{7.31}$$

Напором агрегатного блока $H_{а.бл}$, или $H_т^{брутто}$, будет называть разность удельных энергий потока между створами 3 и 7

$$H_{а.бл} = H_{а.бл}^{под} - \Delta H_{57} = z_{нап.б} - \Delta z_{н.б} - \Delta H_{56}, \tag{7.32}$$

где $z_{нап.б}$ — отметка уровня воды в напорном бассейне.

Наконец, *напором турбинной установки, рабочим напором, напором гидроагрегата или напором нетто $H_т$ будем называть разность удельных энергий потока во входном 4 сечении в турбинную установку с максимально возможной площадью и выходном 7 сечении в нижнем бьефе с наивысшей отметкой, т. е.*

$$H_т = H_а = H_{а.бл} - \Delta H_{34} = z_{нап.б} - \Delta z_{н.б} - \Delta H_{36}. \tag{7.33}$$

Таким образом, *непосредственно в механическую энергию вращения вала гидроагрегата превращается только часть удельной энергии водотока $H_т$ из всей возможной для использования на участке реки, где расположена ГЭС, $H_р$* (рис. 7.3).

Между створами *1—7* можно выделить следующие виды потерь напора: ΔH_{12} — в верхнем бьефе; ΔH_{23} — в деривации; ΔH_{34} — в напорных водоводах или водопроводящих сооружениях; ΔH_{56} — в водоотводящих напорных сооружениях (характерны для подземных ГЭС); ΔH_{67} — в нижнем бьефе.

Перечисленные потери напора делятся на технологические и режимные, с одной стороны, и на потери по длине сооружения и местные сопротивления — с другой. В качестве потерь напора по длине учитываются потери в водоприемнике головного узла, деривации, напорных водоводах и т. д. В качестве потерь на местные сопротивления учитываются потери на ударный вход, при прохождении местных сужений и расширений потока, изменении скорости потока по направлению и значению и т. д.

Относительное влияние каждой из составляющих потерь напора в (7.31) зависит от компоновки гидротехнических сооружений, способа распределения нагрузки между гидроагрегатами, числа и состава включенных гидроагрегатов, режима использования водохранилища и т. д. Компоновка гидротехнических сооружений во многом определяется используемым напором и ролью ГЭС в водохозяйственной системе. С этой точки зрения гидроэлектростанции принято делить на три группы: низконапорные — с напором до 25—30 м, средненапорные—с напором от 25—30 до 80—100 м и высоконапорные — с напором свыше 80—100 м. В этой классификации под напором понимается напор ГЭС (на агрегатном блоке), т. е. $H_{гу}$, или геометрическая разность уровней верхнего и нижнего бьефов, т. е. $H_{гэс}$.

Особенности баланса напора разных ГЭС по способу концентрации напора. Русловые низконапорные ГЭС, как правило, имеют значительные водохранилища, что связано со строительством ГЭС на водотоках с малым уклоном дна реки $i_р$. Это приводит к значительным потерям напора за счет кривой подпора и сработки водохранилища при регулировании стока. Существенны и потери напора в нижнем бьефе, а также в сороудерживающих сооружениях ГЭС. Потери между створами *2—4* (рис.7.3) незначительны, участок *5—6*, как правило, отсутствует.

Режимы работы агрегатов таких ГЭС по напору практически одинаковы.

К потерям в верхнем бьефе ΔH_{12} относятся: потери за счет кривой подпора (динамического объема) $\Delta H_{дин}$ (технологические); потери за счет сработки водохранилища $\Delta H_{сраб}$ (режим-

ные); потери на сороудерживающих сооружениях (СУС) $\Delta H_{\text{СУС}}$ (режимно-технологические)

$$\Delta H_{\text{в.б}} = \Delta H_{12} = \Delta H_{\text{дин}} + \Delta H_{\text{сраб}} + \Delta H_{\text{СУС}}. \qquad (7.34)$$

Потери в нижнем бьефе определяются подъемом уровня за счет попусков воды через турбины ГЭС и холостых сбросов. При этом на низконапорных ГЭС, имеющих здание ГЭС совмещенного типа, возможно некоторое увеличение $H_{\text{т}}$ за счет холостых сбросов воды в периоды половодья и паводка и возникновения в связи с этим эффекта эжекции в нижнем бьефе:

$$\Delta H_{67} = \Delta H_{\text{н.б}} - \Delta H_{\text{эж}}. \qquad (7.35)$$

С учетом сказанного напор i-го агрегата будет связан с напором ГЭС и подведенными напорами следующими соотношениями:

$$H_{\text{т}i} = H_{\text{т}j} = H_{\text{р}} - \Delta H_{12} - \Delta H_{67}; \qquad (7.36)$$

$$H_{\text{т}i} = H_{\text{т}j} = H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{в.б}} - z_{\text{н.б}}. \qquad (7.37)$$

В (7.36) и (7.37) предполагается, что измерения уровней $z_{\text{в.б}}$ и $z_{\text{н.б}}$ организованы в верхнем бьефе после сороудерживающих сооружений, общих для всех агрегатов, и в нижнем бьефе в заданном для ГЭС мерном створе.

В некоторых случаях напоры на агрегатах русловых ГЭС могут отличаться как друг от друга, так и от $H_{\text{ГЭС}}$: при индивидуальных сороудерживающих сооружениях гидроагрегатов с разной степенью их засоренности, неодинаковых режимах водосбросов, перекосе уровней бьефов вдоль створа ГЭС и т. д. Однако для большинства случаев, в том числе и для меженных режимов ГЭС, напоры $H_{\text{т}}$ и $H_{\text{ГЭС}}$ почти одинаковы.

Потери $\Delta H_{\text{дин}}$ мало зависят от режима ГЭС и не превышают 1 м для большинства одиночных ГЭС. Потери $\Delta H_{\text{СУС}}$ могут достигать в периоды половодья и при слабой очистке СУС 10—15% $H_{\text{ГЭС}}$. Повышение напора за счет эффекта эжекции может увеличить на несколько процентов выработку ГЭС в периоды холостых сбросов.

Однако наиболее значительные режимные потери напора русловых ГЭС происходят за счет сработки верхнего бьефа и подъема уровня нижнего бьефа. На низконапорных ГЭС длительного регулирования стока только за счет сработки и наполнения водохранилища $H_{\text{т}}$ может изменяться на 30% и более в течение года. Так, диапазон колебаний $H_{\text{т}}$ на Камской ГЭС составляет от 10 до 20, на Новосибирской — от 11 до 20, на Саратовской — от 6 до 15 м. Коэффициент использования напора реки

$$k_H = \frac{H_{\text{т}}}{H_{\text{р}}} = \frac{H_{\text{р}} - \sum_{i=1}^{7} \Delta H_i}{H_{\text{р}}} = 1 - \frac{\Delta H_{12} + \Delta H_{67}}{H_{\text{р}}}. \qquad (7.38)$$

Для этих ГЭС $k_{\text{н}}$ может изменяться от 40 до 90%.

Приплотинные ГЭС имеют, как правило, напоры от 30 до 100 м, а иногда и более. Они обладают значительными водохранилищами, однако относительные потери за счет $\Delta H_{\text{дин}}$ здесь невелики. Для этих ГЭС характерны потери за счет $\Delta H_{\text{сраб}}$ и $\Delta H_{\text{н.б}}$, к которым добавляются потери в напорных водоводах ΔH_{34}. Эффект эжекции, как и потери ΔH_{56}, отсутствуют. Напоры гидроагрегатов могут отличаться на размер режимных потерь в водоводах и при $H_{\text{а.бл}} = H_{\text{ГЭС}}$ связаны с напором $H_{\text{р}}$ и $H_{\text{ГЭС}}$ соотношениями:

$$H_{\text{т}i} \neq H_{\text{т}j} = H_{\text{р}} - \Delta H_{12} - \Delta H_{34} - \Delta H_{67}; \qquad (7.39)$$

$$H_{\text{т}i} = H_{\text{ГЭС}} - \Delta H_{\text{вод}} = z_{\text{в.б}} - z_{\text{н.б}} - \Delta H_{\text{вод}}. \qquad (7.40)$$

Потери в водоводах ГЭС сопоставимы с потерями в нижнем бьефе и достигают иногда нескольких метров. Наиболее значительны потери напора за счет сработки — наполнения водохранилища (до нескольких десятков метров). Коэффициент использования напора для приплотинных ГЭС в среднем несколько выше, чем для русловых, за счет больших значений $H_{\text{р}}$. Для Братской ГЭС с $\Delta H_{\text{вод}} = 1{,}3$ м, $\Delta H_{\text{сраб}} = 10$ м, $\Delta H_{\text{н.б}}^{\text{подп}} \approx 2$ м при максимальном значении $H_{\text{т}} = 106$ м $k_H = 0{,}87$.

Для приплотинных ГЭС могут иметь место существенные различия режимов гидроагрегатов при несимметричной гидравлической схеме подвода воды к ним. Поэтому в отличие от русловых ГЭС потери напора на участке между створов *1*—*7* будут зависеть не только от общего режима гидроэлектростанции, но и от режимов отдельных гидроагрегатов.

Деривационные ГЭС, как правило, высоконапорные с небольшим водохранилищем при головном узле сооружений. Для них наиболее характерны потери в деривации и водопроводящих сооружениях, т. е. ΔH_{26} (для напорных отводящих водоводов). Потери напора в деривации могут составлять до 5—8% $H_{\text{гу}}^{\text{под}}$, в напорных водоводах — до 8—12% $H_{\text{гу}}^{\text{под}}$. Таким образом, напоры $H_{\text{гу}}$, $H_{\text{а.бл}}$ и $H_{\text{т}}$ при $H_{\text{ГЭС}} = H_{\text{гу}}$ могут значительно отличаться друг от друга, что необходимо учитывать в расчетах:

$$H_{\text{а.бл}\,i} \neq H_{\text{а.бл}\,j} = H_{\text{р}} - \Delta H_{12} - \Delta H_{23} - \Delta H_{67}; \qquad (7.41)$$

$$H_{\text{т}i} = H_{\text{а.бл}\,i} - \Delta H_{34} = H_{\text{р}} - \Delta H_{12} - \Delta H_{23} - \Delta H_{34} - \Delta H_{67}; \qquad (7.42)$$

$$H_{\text{т}i} = H_{\text{а.бл}i} - \Delta H_{\text{вод}\,i} = z_{\text{гу}} - z_{\text{н.б}} - \Delta H_{\text{дер}} - \Delta H_{\text{вод}\,i} - \Delta H_{\text{СУС}i}. \qquad (7.43)$$

Анализ (7.41)—(7.43) показывает, что для деривационных ГЭС в еще большей степени, чем для плотинных, необходим учет режимных потерь напора при расчете $H_{\text{т}i}$. Особенно это относится к несимметричным схемам подвода воды к агрегатам ГЭС.

Деривационные ГЭС имеют высокие значения k_H за счет значительного напора $H_{\text{р}}$. Так, для Ингурской $k_H \approx 0{,}66$ при максимальном напоре ГЭС, равном 410 м, и следующих значениях основных потерь напора: $\Delta H_{\text{сраб}} = 90$ м; $\Delta H_{\text{дер}}^{\text{подв}} = 43$ м; $\Delta H_{\text{дер}}^{\text{отв}} = 6$ м.

Все сказанное относилось к ГЭУ с реактивными турбинами. Для активных турбин напор $H_т$ рассчитывается как разность $H_{а.бл}$ и потерь напора в водоводах по отношению к осевой линии струи в односопловых горизонтальных и многосопловых вертикальных агрегатах. Напор многосопловых горизонтальных агрегатов определяется по отношению к средневзвешенной по расходу отметке расположения струи.

Особенности баланса напора других типов ГЭУ. Для насосных станций в отличие от гидроэлектростанций напор выражается удельной энергией воды, переданной ей насосом для заданной высоты подъема. Это означает, что для перемещения объема воды от отметки $z_{н.б}$ до $z_{в.б}$ насосу требуется развить напор $H_н$, больший, чем геометрическая разница уровней бьефов, на размер потерь напора между створами *7* и *2* (рис. 7.3). В зависимости от схемы и режима работы НС в состав потерь могут включаться или не включаться потери в напорных водоводах ΔH_{43} и ΔH_{75}, а также в СУС и бьефах с открытой водной поверхностью. Участок *3—2* для НС практически отсутствует.

Для низконапорных НС, работающих по схеме канал — канал,

$$H_{НС}=z_{в.б}-z_{н.б}=H_{нi}=H_{нj}=\text{const}. \qquad (7.44)$$

Если НС ведут регулирование речного стока во времени, т. е. $z_{в.б}=\text{var}$ и $z_{н.б}=\text{var}$, то

$$H_{НС}=z_{в.б}-z_{н.б}=H_{нj}=H_{щi}=\text{var}. \qquad (7.45)$$

Для средне- и высоконапорных НС напоры $H_{НС}$, $H_{щi}$ и $H_{нj}$ различаются между собой на размер потерь на участках ΔH_{75} и ΔH_{43}, а также зависят от режимов работы агрегатов:

$$H_{щi}\neq H_{нj}=H_{НС}+\Delta H_{75}+\Delta H_{43}=$$
$$=z_{в.б}-z_{н.б}+\Delta H_{под}+\Delta H_{вод}. \qquad (7.46)$$

Для ГАЭС напор в турбинном режиме $H_т$ будет меньше напора в насосном режиме $H_н$ на значение двойных потерь между створами *2* и *7*, т. е.

$$H_{тi}=H_{нi}-2\Delta H_{27}. \qquad (7.47)$$

Расчет напоров ГАЭС в зависимости от режимов ее работы следует проводить по формулам, соответствующим $H_т$ — для турбинного и $H_н$ — для насосного режимов. Сказанное относится к ГЭС-ГАЭС, ПЭС, а также любым ГЭУ в составе энергетических комплексов.

В каскаде сомкнутых ГЭУ следует при расчете $H_т$ или $H_н$ учитывать подпор в нижнем бьефе смежных электростанций. Наличие подпора в нижнем бьефе каскада ГЭС уменьшает напор верхней ГЭС и увеличивает напор нижней, для НС — наоборот. В целом подпор существенно влияет на режимы низконапорных установок. Подпор в нижнем бьефе может достигать 8 м и более. Особенно важен учет подпора в каскаде контррегулирующих ГЭС (например, Саяно-Шушенская и Майнская, Чиркейская и Миатлинская и др.). Потери напора, а следовательно, мощности в таком каскаде за счет сработки нижнего малого водохранилища могут быть сопоставимы с эффектом от оптимизации всего каскада.

Наличие подпора в каскаде сомкнутых русловых ГЭС позволяет увеличить коэффициент использования напора данного участка реки (k_H каскада близок к 1). Создание сомкнутого каскада деривационных ГЭС не влияет на k_H каскада, поскольку основной вид потерь напора определяется конструкциями деривации и водоводов.

7.4. БАЛАНС МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Баланс мощности. Приведенный выше анализ составляющих балансов расхода и напора ГЭС позволяет оценить и энергетические показатели участков схемы, представленной на рис. 7.1, т. е. провести баланс мощности гидроэлектростанции.

Рассмотрим составляющие этого баланса для наиболее характерного случая, когда $\Delta H_{56}=0$ и напор $H_т$ определяется разностью удельных энергий воды в створах *4* и *7*. Баланс мощности будет проводиться без учета двузначных составляющих баланса расхода ($Q_в$, $Q_л$, $Q_{вхс}$ и др.), которые будут влиять на балансы энергии и стока. В первом приближении не будем учитывать потери напора за счет динамического объема $\Delta H_{дин}$ из-за их незначительности для схемы деривационной ГЭС, представленной на рис. 7.3. К створу *1* подводится мощность $N_р^{под}$, определяемая $H_р$ и $Q_р$, т. е.

$$N_р^{под}=9{,}81H_рQ_р. \qquad (7.48)$$

С учетом проведенного выше баланса расхода и напора ГЭС можно записать, что подведенная мощность к агрегатам ГЭС при $Q_{х.сбр}=0$ будет равна $N_а^{под}$ и определяется соотношением

$$N_а^{под}=9{,}81Q_{ГЭС}H_а\cong N_р^{под}-\Delta N_{дер}-\Delta N_{сраб}-\Delta N_{н.б}-\Delta N_{СУС}-$$
$$-\Delta N_{вод}-\Delta N_{Q12}, \qquad (7.49)$$

где

$$\Delta N_{сраб}=9{,}81\Delta H_{сраб}Q_р;\ \Delta N_{н.б}=9{,}81\Delta H_{н.б}Q_р;$$
$$\Delta N_{СУС}=9{,}81\Delta H_{СУС}Q_р;\ \Delta N_{дер}=9{,}81\Delta H_{дер}Q_р;$$
$$\Delta N_{вод}=9{,}81\Delta H_{вод}Q_р;\ \Delta N_{Q12}=9{,}81\Delta Q_{12}H_р.$$

Тогда с учетом потерь в агрегате [турбина, редуктор (муфта), генератор] $\Delta N_а$ полезная мощность на зажимах генераторов ГЭС

$$N_{ГЭС}=\sum_{j=1}^{n}N_{аj}(H_{тj})=N_а^{под}-\sum_{j=1}^{n}\Delta N_{аj}(H_{тj}), \qquad (7.50)$$

где $\Delta N_{аj}(H_{тj})$ определяются характеристиками потерь, зависящими от режима агрегата в целом.

Соответственно КПД ГЭС

$$\eta_{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}}{N_{\text{р}}^{\text{под}}}. \qquad (7.51)$$

Каждая составляющая баланса мощностей деривационной ГЭС определяется одним, но чаще многими параметрами режима и имеет тесную связь с режимом ГЭС в целом. Вследствие этого оптимизация общего КПД ГЭС является сложной задачей.

Все составляющие потерь связаны между собой сложными балансовыми соотношениями и зависят от одного общего параметра — расхода ГЭС, который определяет режим ГЭС в целом. Любые другие базовые показатели требуют для расчета баланса мощности итерационной процедуры.

Особенности баланса мощности ГЭУ других типов. Для НС и насосного режима ГАЭС практически сохраняются те же составляющие потерь мощности, что и для ГЭС соответствующего вида. Изменяются лишь обозначения параметров: здесь речь идет не о подведенной, а о забираемой из электрической сети мощности насосными агрегатами НС или ГАЭС, не о полезной энергии, отдаваемой в сеть, а об энергии, передаваемой жидкости, перемещаемой с нижних отметок на верхние.

На большинстве НС и ГАЭС чистого вида потери расхода практически отсутствуют. В этом случае КПД гидравлического тракта будет характеризоваться только соотношением напора и его потерь.

Для наиболее общей схемы плотинной установки в системе водохранилище — водохранилище полезная мощность, отдаваемая потоку, будет равна

$$N_{\text{НС}} = 9{,}81 Q_{\text{НС}} H_{\text{НС}} = 9{,}81 Q_{\text{НС}} (z_{\text{в.б}} - z_{\text{н.б}}). \qquad (7.52)$$

Соответственно мощность, забираемая из сети $N_{\text{дв}}$, будет больше полезной мощности $N_{\text{НС}}$ на размер потерь на НС, т. е.

$$N_{\text{дв}} = 9{,}81 Q_{\text{НС}} (H_{\text{НС}}^{\text{мин}} + \Delta H_{\text{нап}} + \Delta H_{\text{н.б}} + \Delta H_{\text{СУС}} + \Delta H_{\text{вод}} + \Delta H_{\text{а}}) =$$
$$= N_{\text{НС}} + \Delta N_{\text{нап}} + \Delta N_{\text{н.б}} + \Delta N_{\text{СУС}} + \Delta N_{\text{вод}} + \Delta N_{\text{а}} \qquad (7.53)$$

при

$$H_{\text{НС}}^{\text{мин}} = z_{\text{в.б}}^{\text{мин}} - z_{\text{н.б}}^{\text{макс}}. \qquad (7.54)$$

При этом в качестве $\Delta H_{\text{нап}}$ и $\Delta H_{\text{н.б}}$ берутся отклонения отметок от минимального уровня верхнего бьефа и максимального уровня нижнего бьефа соответственно.

КПД насосного цикла

$$\eta_{\text{НС}} = N_{\text{НС}} / N_{\text{дв}}. \qquad (7.55)$$

Балансы мощности ГЭС-ГАЭС и ГЭУ в составе энергокомплексов зависят от их схемы и режима работы.

Для приливных электростанций потери мощности от изменения уровня моря не зависят от режима ПЭС и определяются по мареограмме. Основной вид потерь, зависящих от режима электростанции, — это потери за счет изменения уровня бассейна.

В каскаде ГЭС появляются дополнительные потери мощности. Для разомкнутого каскада плотинных ГЭС — это не зависящие от его режима потери за счет неиспользованных участков реки, в сомкнутом каскаде тех же ГЭС в нижнем бьефе каждой электростанции появляются дополнительные потери за счет подпора.

Для каскада деривационных ГЭС необходимо учитывать потери мощности из-за неиспользования местного стока.

В общем виде КПД каскада ГЭС можно записать (при $Q_{\text{х.сбр}} = Q_{\text{в}} = 0$)

$$\eta_{\text{каск}}^{\text{ГЭС}} = \frac{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{ГЭС}l}}{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{ГЭС}l}^{\text{под}}} = \frac{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{ГЭС}l}^{\text{под}} \eta_{\text{ГЭС}l}}{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{ГЭС}l}^{\text{под}}}, \qquad (7.56)$$

где $\eta_{\text{ГЭС}l}$ определяется с помощью выражений, приведенных выше, а также с учетом дополнительных потерь напора и расхода в каскаде.

Для каскада насосных станций КПД определяется аналогично

$$\eta_{\text{каск}}^{\text{НС}} = \frac{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{НС}l}}{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{дв}l}} = \frac{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{дв}l} \eta_{\text{НС}l}}{\sum_{l=1}^{m} N_{\text{дв}l}}. \qquad (7.57)$$

При наличии холостых сбросов на одиночной ГЭС и в каскаде общая картина баланса мощности не изменяется, но существенно усложняются расчеты составляющих баланса. Дополнительно усложняется расчет режима каскада ГЭС с учетом $\tau_{\text{доб}}$ и отборов воды на нужды народного хозяйства.

Баланс энергии ГЭС. Как уже отмечалось, энергоемкость топлива на ТЭС определяется его калорийностью, а на ГЭС — напором. В связи с этим значения КПД использования подведенной мощности и энергии на ТЭС мало зависят от режима электростанции и практически совпадают. Кроме того, основные потери мощности и энергии на ТЭС определяются самим технологическим циклом преобразования энергии.

На ГЭС коэффициенты использования подведенной мощности и электроэнергии могут существенно отличаться друг от друга по ряду причин: наличие взаимосвязи режимов ГЭС с водохранилищем во времени, ограниченность используемого объема энергоресурсов (по стоку за цикл регулирования), неполнота использования энергоемкости водотока в целом (по напору за счет схем его создания на одиночной ГЭС и в каскаде), наличие режимных потерь энергии и мощности при управлении водохранилищами и т. д.

В связи с этим коэффициент использования подведенной мощности ГЭС может характеризовать собой только эффективность использования расхода в данный момент на данной схеме. По тем

же причинам для самой ГЭС более показательным является коэффициент использования подведенной энергии реки за данный полный цикл регулирования $T_{рег}$, определяемый по формуле

$$\eta_р^э = \frac{Э_р^{полез}}{Э_р^{под}} = \frac{Э_р^{под} - \Delta Э_р}{Э_р^{под}}, \qquad (7.58)$$

где

$$Э_р^{под} = \int_0^{T_{рег}} N_р^{под}(t)\,dt; \qquad (7.59)$$

$$Э_р^{полез} = \int_0^{T_{рег}} N_р^{под}(t)\,\eta_р^N(t)\,dt \qquad (7.60)$$

при $N_р^{под}$, рассчитываемой по (7.48), а $\eta_р^N = \eta_{ГЭС}$ — по (7.51) для заданной схемы концентрации напора на ГЭС; потери энергии из-за неполного использования при проектировании потенциала водотока $\Delta Э_{пр}$, режимных или системных потерь за счет сработки-наполнения водохранилища и неоптимальности этого режима $\Delta Э_с$, режимных и технологических потерь энергии на самой ГЭС $\Delta Э_{ГЭС}$, т. е.

$$\Delta Э_р = \Delta Э_{пр} + \Delta Э_с + \Delta Э_{ГЭС}. \qquad (7.61)$$

Тогда $\eta_р^э$ можно определить следующим образом:

$$\eta_р^э = \frac{Э_{ГЭС}}{Э_{ГЭС}^{под}} \frac{Э_{ГЭС}^{под}}{Э_с^{под}} \frac{Э_с^{под}}{Э_р^{под}} = \eta_{ГЭС}\,\eta_с\,\eta_{пр}. \qquad (7.62)$$

Наибольшим диапазоном разброса значений обладает $\eta_{пр}$. При каскадном использовании водотока $\eta_{пр}$ увеличивается за счет повышения коэффициента использования стока k_W и напора k_H. Наибольшие значения k_W и k_H соответствуют каскадной схеме сомкнутых русловых ГЭС длительного регулирования. Для одиночной ГЭС на водотоке эти значения зависят от схемы и вида регулирования и могут быть очень малы, что указывает на эффективность каскадной схемы использования водотока. Коэффициент k_W снижается с уменьшением длительности цикла регулирования ГЭС, а k_H — при использовании деривационных схем (растут потери в деривации и водоводах).

Значительны и потери энергии за счет сработки-наполнения водохранилища из-за увеличения потерь на транзитном стоке и снижения КПД ГЭС. На низконапорных ГЭС с водохранилищами длительного регулирования $\eta_с$ может достигать 80%, что определяет важность назначения оптимального режима их работы во времени за $T_{рег}$.

Учитывая, что $H_р = \text{const}$, получаем

$$Э_р^{под} = 9{,}81 H_р \int_0^{T_{рег}} Q_р(t)\,dt = k_э H_р W_р^{T_{р.г}}; \qquad (7.63)$$

$$Э_р^{полез} = k_э H_р \int_0^{T_{рег}} Q_р(t)\,\eta_р^N(t)\,dt. \qquad (7.64)$$

Подставив (7.64) и (7.63) в (7.58), получим

$$\eta_р^э = \frac{\int_0^{T_{рег}} Q_р(t)\,\eta_р^N(t)\,dt}{W_р^{T_{рег}}}. \qquad (7.65)$$

Из (7.65) следует, что для заданного $T_{рег}$ КПД использования энергии реки определяется не только текущим, но и взвешенным по расходу значением. При этом выработка во многом определяется стоком реки за $T_{рег}$ и его потерями из водохранилища и на ГЭС. Чем меньше сток, тем больше значимость относительных потерь энергии за счет снижения КПД ГЭС. КПД использования энергии реки уменьшается и при росте отборов воды для водохозяйственных целей.

В отличие от тепловых электростанций гидроэлектростанции обладают высоким КПД преобразования энергии в своем технологическом цикле непосредственно. Если на ТЭС он может достигать 42, то на ГЭС — более 90%. В деривационных схемах $\eta_{ГЭС}$ может снижаться до 70—80% из-за потерь напора; в каскадных схемах сомкнутых русловых ГЭС $\eta_р^э$ может достигать 50—60%.

Для НС или при насосном режиме ГАЭС, как правило, задается общий объем подачи $W_н$ за время T. В этом случае КПД НС

$$\eta_{НС}^{W} = \frac{Э_{НС}^{полез}}{Э_{дв}} = \frac{\int_0^T N_{дв}(t)\,\eta_{НС}(t)\,dt}{\int_0^T N_{дв}(t)\,dt}. \qquad (7.66)$$

Для НС, работающей при $H_{НС} = \text{const}$,

$$\eta_{НС}^{W} = \frac{\int_0^T Q_{НС}(t)\,dt}{\int_0^T \frac{Q_{НС}(t)}{\eta_{НС}(t)}\,dt}, \qquad (7.67)$$

где $\int_0^T Q_{НС}(t)\,dt = W_Н$ — заданная величина.

Таким образом, и для НС $\eta_{нс}^{w}$ зависит от текущего и взвешенного по подаче значения $\eta_{нс}$.

Оценка КПД каскада ГЭС на заданный период T несколько усложняется из-за возможности наличия на водотоке гидроэлектростанций разного вида регулирования. В связи с этим в качестве расчетного периода T следует брать самый максимальный или несколько больший период, соответствующий самой высокой степени регулирования, так чтобы в нем было целое число циклов регулирования меньших степеней. В любом другом случае оценка КПД каскада не будет достаточно правильно отражать эффективность использования гидроэнергоресурсов данного региона. В частности, возможно увеличение выработки ГЭС в какой-то отрезок времени при общем его уменьшении за весь цикл регулирования $T_{рег}$. В ряде случаев подобные варианты режима ГЭС могут быть оправданы получением большей экономии издержек по всей водохозяйственной системе.

ГЛАВА 8

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТОВ, ГИДРОАГРЕГАТНЫХ БЛОКОВ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА

8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В данной главе дается анализ особенностей энергетических характеристик гидроагрегатов ГЭУ, основными элементами которых являются: для ГЭС — турбина и генератор; для НС — насос и двигатель; для ГАЭС — возможно наличие двух-, трех- или четырехмашинных схем. В качестве основной исходной информации при этом используются характеристики потерь мощности или расхода в технологических элементах ГЭУ.

Для ГЭС потери мощности в гидроагрегате $\Delta N_а$ равны сумме слагаемых $\Delta N_т$ и $\Delta N_г$, каждая из которых зависит от многих факторов. Причем в большинстве случаев эти зависимости могут быть представлены только в виде неявной функции. Поэтому для исследования зависимостей $\Delta N_т$ и $\Delta N_г$ от основных параметров режима турбины и генератора в установившемся режиме следует использовать балансовый метод. Обычно для установившегося режима рассматривают следующие основные показатели и параметры турбины: $N_т$ — развиваемая ею мощность, подводимая к генератору ($N_т = N_г^{под}$); $Q_т$ — потребляемый расход воды; $H_т$ — напор нетто; $\eta_т$ — КПД; a_0 — открытие направляющего аппарата; φ — угол установки лопастей рабочего колеса; D_1 — диаметр рабочего колеса турбины; n — частота вращения; n_s — коэффициент быстроходности.

Кроме указанных основных параметров и показателей обычно используются и производные от них: потери мощности или расхода воды в турбине ($\Delta N_т$, $\Delta Q_т$), удельные и дифференциальные показатели ($q_т^{уд}$, $q_т$). В отличие от $q_т^{уд}$, $q_т$, $\Delta N_т$, $\Delta Q_т$, $\eta_т$ величины $N_т$, $H_т$, $Q_т$ называются абсолютными показателями режима гидротурбины. Каждый из этих показателей используется в различных по назначению расчетах и анализах режимов гидроагрегатов. Так, $N_т$ и $Q_т$ используются в расчетах по балансу мощности и расхода воды на ГЭС, $H_т$ характеризует энергоемкость каждой единицы объема жидкости. Величины $\Delta N_т$ и $\Delta Q_т$, так же как и $\eta_т$, используются для оценки эффективности режима гидроагрегата с показателями $N_т$, $Q_т$, $H_т$.

Удельные показатели характеризуют материалоемкость технологического процесса ГЭС и себестоимость его продукции. Для расчетов оптимальных режимов гидроагрегатов используются дифференциальные показатели.

Абсолютные показатели режима полностью и однозначно определяют и производные от них показатели. Эти показатели связаны между собой очень сложными зависимостями, характерными для установившегося и неустановившегося режимов работы.

В общем виде для турбин при установившемся режиме работы указанная взаимосвязь может быть представлена в виде некоторой неявной функции (общая характеристика турбины) вида

$$F_т = F_т(N_т, Q_т, H_т, a_0, \varphi, D_1, n) = 0. \qquad (8.1)$$

Для радиально-осевых и ковшовых турбин из (8.1) следует исключить φ. Поворотно-лопастные и диагональные турбины характеризуются пятью расчетными переменными: a_0, φ, D_1, n и одной из переменных $N_т$, $Q_т$ и $H_т$; радиально-осевые турбины характеризуются a_0, D_1, n и одной из $N_т$, $Q_т$, $H_т$. По указанным расчетным переменным можно однозначно определить как остальные абсолютные переменные, так и производные от них, в том числе и КПД. Это говорит об условности деления переменных на расчетные и зависимые от них. Выбор переменных определяется конкретными условиями задачи.

Из-за невозможности воспроизведения функции (8.1) в аналитическом виде можно представлять ее фазовыми (линейными) характеристиками. Последние соответствуют (8.1) при условии постоянства некоторых параметров режима турбины и реализуются как функции одной переменной в графическом или табличном виде.

Существует несколько подходов к определению названия фазовых характеристик: по независимой переменной — напорные, оборотные, расходные, мощностные и т. д. [например, оборотная характеристика определяет набор кривых $N_т(n)$, $Q_т(n)$ и т. д. при постоянных значениях $H_т$, D_1, a_0, φ]; по зависимой переменной — рабочие по КПД, расходные по $Q_т$ и т. д.

Очевиден и недостаток указанного подхода — отсутствие однозначности в названии характеристики. Например, оборотные — это и $N_т(n)$, и $Q_т(n)$, и $\eta_т(n)$, рабочие — это и $\eta_т(N_т)$, и $\eta_т(Q_т)$

и т. д. Правильнее было бы указывать две переменные каждой фазовой характеристики [например, рабочая по мощности, т. е. $\eta_т(N_т)$ или рабочая по расходу, т. е. $\eta_т(Q_т)$].

Фазовые характеристики неполно отражают энергетические качества турбин. Более предпочтительны с этой точки зрения универсальные характеристики, отражающие зависимость параметров и показателей режима турбины от двух независимых переменных. Наиболее широко из них используются характеристики: $\eta_т(N_т H_т)$ — напорно-мощностная эксплуатационная (иногда называемая просто эксплуатационной), $\eta_т(Q_т H_т)$ — напорно-расходная эксплуатационная, $Q_т(N_т H_т)$ — расходная эксплуатационная, $\varphi(a_0, H_т)$ — комбинаторная и др.

В дальнейшем изложении будут использоваться фазовые и универсальные характеристики.

Для того чтобы увязать между собой различные показатели режима турбины и получить возможность представления их в виде фазовых и универсальных характеристик, рассмотрим математические выражения, определяющие баланс мощности в гидротурбине.

Подведенная к гидротурбине мощность водного потока в кВт

$$N_т^{под} = 9{,}81 Q_т H_т, \tag{8.2}$$

или в МВт

$$N_т^{под} = \frac{Q_т H_т}{102},$$

где $H_т$ рассчитывается по формулам, приведенным в § 7.3, с учетом режимов оборудования ГЭС; $H_т$ и $Q_т$ определяются на основе расчетов оптимального внутристанционного режима ГЭС (см. гл. 9).

Полезная мощность турбины или подведенная мощность к генератору будет меньше $N_т^{под}$ (за вычетом потерь $\Delta N_т$)

$$N_т = N_г^{под} = N_т^{под} - \Delta N_т. \tag{8.3}$$

Так как полный КПД турбины

$$\eta_т = \frac{N_т}{N_т^{под}} = \frac{N_т^{доп} - \Delta N_т}{N_т^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_т}{N_т^{под}}, \tag{8.4}$$

то вместо (8.3) можно записать:

$$N_т = N_т^{под}\eta_т = 9{,}81 Q_т H_т \eta_т = 9{,}81 H_т (Q_т^0 - \Delta Q_т), \tag{8.5}$$

где $Q_т^0$ — расход воды в турбине при $\eta_т = 1$;

$$\Delta Q_т = \frac{\Delta N_т}{9{,}81 H_т}. \tag{8.6}$$

Соответственно

$$\Delta N_т = N_т^{под}(1 - \eta_т) = N_т \frac{1 - \eta}{\eta_т} = 9{,}81 H_т \Delta Q_т, \tag{8.7}$$

или в относительных единицах

$$\Delta N^* = \frac{\Delta N_т}{N_т} = \frac{1 - \eta_т}{\eta_т}. \tag{8.8}$$

Полные потери мощности в турбине $\Delta N_т$ состоят из трех основных составляющих:

$$\Delta N_т = \Delta N_т^Q + \Delta N_т^H + \Delta N_т^{мех}. \tag{8.9}$$

Здесь $\Delta N_т^Q$ — объемные потери, связанные с тем, что часть расхода турбины, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе; $\Delta N_т^H$ — гидравлические потери напора, учитывающие потери потенциальной энергии потока за счет ударного входа потока на рабочее колесо, за счет местных и путевых (по длине) потерь напора в гидротурбинной установке, за счет потерь энергии с уходящими потоками и т. д.; $\Delta N_т^{мех}$ — механические и прочие виды потерь, связанные с преодолением трения во вращающихся частях турбины, на вентиляцию и т. д. Сумма $\Delta N_т^Q$ и $\Delta N_т^H$ определяет собой так называемые гидравлические потери в турбине $\Delta N_т^{гидр}$.

Удельный вес каждой из составляющих (8.9) различен для применяющихся систем турбин и во многом определяет общий вид энергетических характеристик гидроагрегата в целом.

С помощью полученных выражений, связывающих между собой основные абсолютные показатели КПД и потери, можно рассчитать любые из распространенных в настоящее время производных показателей $q_т^{уд}$ и $q_т$.

Удельные расходы воды по мощности в м³/(с·кВт)

$$q_т^{уд} = \frac{Q_т}{N_т} = \frac{1}{9{,}81 H_т \eta_т},$$

или в м³/(с·МВт)

$$q_т^{уд} = \frac{102}{H_т \eta_т}. \tag{8.10}$$

Удельный расход $q_т^{уд}$ соответствует расходу воды на единицу вырабатываемой мощности, $q_т^{уд}$ зависит от напора и изменяется от сотен м³/(с·кВт) для низконапорных ГЭС до нескольких единиц м³/(с·кВт) для высоконапорных ГЭС.

Обратная величина удельного расхода $q_т^{уд}$ характеризует энергетическую емкость единицы расхода воды в кВт·с/м³

$$q_{т1}^{уд} = \frac{1}{q_т^{уд}} = \frac{N_т}{Q_т} = 9{,}81 H_т \eta_т,$$

или в МВт·с/м³

$$q_т^{уд} = \frac{H_т \eta_т}{102}. \tag{8.11}$$

В практике эксплуатации ГЭС применяются и другие удельные показатели, связанные с выработкой энергии и стоком воды за время T в м³/(МВт·ч)

$$q_{т2}^{уд} = \frac{W_т}{Э_т} = q_т^{уд} \cdot 3600, \tag{8.12}$$

или в МВт·ч/м³,

$$q_{т3}^{уд} = \frac{Э_т}{W_т} = \frac{1}{q_т^{уд} \cdot 3600}, \qquad (8.13)$$

где $W_т$ — в м³, $Э_т$ — в кВт·ч.

В оптимизационных расчетах используются различные дифференциальные показатели работы турбин. Формулы для расчета этих показателей с учетом особенностей энергетических характеристик турбин даны в § 8.2.

Нормальный режим работы гидрогенератора характеризуется следующими основными параметрами: активной нагрузкой и напряжением на шинах генератора $N_г$ и $U_г$, коэффициентом мощности $\cos\varphi$, частотой $f_г$ и температурой охлаждающего газа или жидкости на входе в гидрогенератор $t^0_{пач}$. Часть подведенной к генератору мощности $N_г^{под}$ неизбежно в нем теряется.

Полные потери мощности в генераторе

$$\Delta N_г = \Delta N_{х.х} + \Delta N_{к.з} + \Delta N_{воз}. \qquad (8.14)$$

Здесь $\Delta N_{х.х}$ — потери холостого хода генератора, состоящие из механических и вентиляционных потерь, а также потерь в стали; $\Delta N_{к.з}$ — потери короткого замыкания; $\Delta N_{воз}$ — потери на возбуждение гидрогенератора.

Соответственно КПД генератора будет:

$$\eta_г = \frac{N_г}{N_г^{под}} = \frac{N_г}{N_т} = \frac{N_г^{под} - \Delta N_г}{N_г^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_г}{N_г^{под}}. \qquad (8.15)$$

В качестве удельных показателей генератора используется отношение $N_т^{под} = N_т$ к $N_г = N_{гa}$, т. е.

$$q_г^{уд} = N_г^{под}/N_г = 1/\eta_г > 1, \qquad (8.16)$$

или его обратная величина

$$q_{г1}^{уд} = N_г/N_г^{под} = \eta_г < 1. \qquad (8.17)$$

Эти показатели определяют эффективность работы генератора с точки зрения использования ими подведенной мощности.

Полезная мощность агрегата

$$N_г = N_a = N_т^{под} - \Delta N_a = 9{,}81 Q_т H_т \eta_a, \qquad (8.18)$$

или по аналогии с (8.5)—(8.8)

$$N_г = N_a = 9{,}81 H_т (Q_a^0 - \Delta Q_a), \qquad (8.19)$$

где $Q_т = Q_a$; $Q_a^0 = Q_т^0$ — расход воды в агрегате при $\eta_a = 1$;

$$\Delta Q_a = \frac{\Delta N_a}{9{,}81 H_т} = \frac{\Delta N_т + \Delta N_г}{9{,}81 H_т} = \Delta Q_т + \Delta Q_г \qquad (8.20)$$

Соответственно

$$\Delta N_a = \Delta N_г + \Delta N_т = N_т^{под}(1 - \eta_a) = N_a \frac{1 - \eta_a}{\eta_a} = 9{,}81 H_т \Delta Q_a, \qquad (8.21)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N_a^* = \frac{\Delta N_a}{N_a} = \frac{1 - \eta_a}{\eta_a}. \qquad (8.22)$$

Удельные и дифференциальные показатели гидроагрегата можно получить на основе использования или его характеристики в целом, или характеристик турбины и генератора в отдельности.

Действительно, с учетом баланса мощности в гидроагрегате можно производить расчет $q_a^{уд}$, q_a^H и q_a^Q следующим образом:

при $H_т = \text{const}$ и $\cos\varphi = \text{const}$

$$q_a^{уд} = \frac{Q_a}{N_a} = \frac{Q_т}{N_т}\,\frac{N_т}{N_a} = q_т^{уд} q_г^{уд}; \qquad (8.23)$$

$$q_a^H = \frac{\partial Q_a}{\partial N_a} = \frac{\partial Q_т}{\partial N_т}\,\frac{\partial N_т}{\partial N_г} = q_т^H q_г; \qquad (8.24)$$

при $Q_a = \text{const}$ и $\cos\varphi = \text{const}$

$$q_a^Q = \frac{\partial H_т}{\partial N_a} = \frac{\partial H_т}{\partial N_г}\,\frac{\partial N_г}{\partial N_г} = q_т^Q q_г, \qquad (8.25)$$

где $q_т^{уд} = q_т^{уд}(N_т)$; $q_г^{уд} = q_г^{уд}(N_г)$; $q_т^H = q_т^H(N_т)$; $q_т^Q = q_т^Q(N_т)$ и $q_г = q_г(N_г)$ — соответственно удельные и дифференциальные характеристики турбины и генератора. Они отражают собой фактический баланс мощности в каждом элементе гидроагрегата. Особенностью характеристик, затрудняющей анализ, является разная размерность для турбины и генератора.

В этом случае более представительны безразмерные показатели, характеризующие на каждом этапе преобразования энергии на ГЭС потери подведенной мощности. Например, если вместо Q_a ввести $N_т^{под}$, равную $9{,}81 Q_a H_т$, то $q_a^{уд}$ и q_a будут безразмерными. Это может существенно упростить анализ любых энергетических характеристик агрегата и ГЭС в целом. Сведение к относительным показателям позволит сопоставлять между собой не только разные агрегаты ГЭС, но и АЭС и ТЭС.

Большинство из указанных положений для турбин и гидрогенераторов относится в равной мере к насосным или обратимым агрегатам НС, ГЭС-ГАЭС, ГАЭС или ПЭС.

Основные параметры и показатели режимов насосных или обратимых агрегатов в насосном режиме те же, что и для турбин. Несколько меняются названия: потребляемая насосом или, точнее, двигателем насоса мощность из сети $N_a = N_{дв}$, подача насоса $Q_н$, развиваемый напор $H_н$. Для обратимых радиально-осевых гидромашин в отличие от турбин невозможно плавное изменение подачи в зависимости от требований нагрузки. Для осевых и диагональных обратимых гидромашин этого ограничения нет. Ведутся разработки обратимых турбин с поворачивающимися частями лопастей, с непрерывным регулированием подачи.

Рассмотрим составляющие баланса мощности в насосных агрегатах.

Полезная мощность, отдаваемая насосом жидкости с подачей $Q_н$ при развиваемом напоре $H_н$,

$$N_н = 9{,}81 Q_н H_н \text{ кВт} = \frac{Q_н H_н}{102} \text{ МВт}. \quad (8.26)$$

Потребляемая насосным агрегатом из сети мощность будет больше $N_н$ на потери $\Delta N_{н.с}$, состоящие обычно из двух основных составляющих (при $z_{в.б}=\text{const}$ и $z_{н.б}=\text{const}$):

$$N_{дв}=N_а=N_н+\Delta N_{н.с}=N_н+\Delta N_{вод}+\Delta N_а, \quad (8.27)$$

где $\Delta N_{вод}$ — потери мощности на преодоление гидравлических сопротивлений — местных и по длине напорных водоводов; $\Delta N_а$ — потери мощности в насосе ($\Delta N_н$) и в двигателе ($\Delta N_{дв}$).

Тогда КПД насосного агрегата

$$\eta_а = \frac{N_н}{N_{дв}} = \frac{N_{дв}-\Delta N_а}{N_{дв}} = 1 - \frac{\Delta N_а}{N_{дв}}. \quad (8.28)$$

С учетом изложенного выше можно записать

$$N_{дв} = \frac{N_н}{\eta_а} = \frac{9{,}81 Q_н H_н}{\eta_а} = N_а + \Delta N_а = 9{,}81 H_н (Q_н^{опт} + \Delta Q_а), \quad (8.29)$$

где $Q_н^{опт}$ — подача насоса при $\eta_а = 1$;

$$\Delta Q_а = \frac{\Delta N_а}{9{,}81 H_н} = \frac{\Delta N_н + \Delta N_{дв}}{9{,}81 H_н} = \Delta Q_н + \Delta Q_{дв}. \quad (8.30)$$

Соответственно

$$\Delta N_а = N_{дв} - N_н = N_н \left(\frac{1-\eta_а}{\eta_а}\right) = 9{,}81 H_н \Delta Q_а = \Delta N_н + \Delta N_{дв}, \quad (8.31)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N_а^* = \frac{\Delta N_а}{N_н} = \frac{1-\eta_а}{\eta_а}. \quad (8.32)$$

С учетом баланса мощности в насосном агрегате $N_н$ и $N_{дв}=N_а$ могут быть рассчитаны по формулам

$$N_н = N_а \eta_а = N_а \eta_н \eta_{дв}; \quad (8.33)$$

$$N_{дв} = N_а = \frac{N_н}{\eta_а} = \frac{N_н}{\eta_н \eta_{дв}} = \frac{9{,}81 Q_н H_н}{\eta_{дв} \eta_н}. \quad (8.34)$$

При этом в $\eta_н$ и $\eta_{дв}$ учитываются те же виды потерь, что и для турбины и генератора.

Удельные и дифференциальные показатели насосного агрегата могут быть получены на основе баланса мощности в нем по следующим выражениям:

$$q_а^{уд} = \frac{Q_н}{N_{дв}} = \frac{Q_н}{N_н}\frac{N_н}{N_{дв}} = q_н^{уд} q_{дв}^{уд}, \quad (8.35)$$

где $q_н^{уд}$ и $q_{дв}^{уд}$ — удельные показатели насоса и двигателя;

$$q_{нl}^{уд} = \frac{Q_н}{N_н} = \frac{1}{9{,}81 H_н} = \frac{Q_н^{опт} - \Delta Q_а}{N_н}. \quad (8.36)$$

$$q_{дв}^{уд} = N_н / N_{дв} = \eta_{дв}. \quad (8.37)$$

Дифференциальные показатели насосных агрегатов в отличие от турбинных зависят не только от показателей режима станции в целом ($H_а=\text{const}$ или $H_а=\text{var}$ и т. д.), но и от вида системы насоса. Например, для осевых и диагональных обратимых гидромашин, регулирующих нагрузку плавно от 0 до $N_а^{уст}$ при $H_н=\text{const}$, можно записать:

$$q_а = \frac{\partial Q_н}{\partial N_{дв}} = \frac{\partial Q_н}{\partial N_н}\frac{\partial N_н}{\partial N_{дв}} = q_н q_{дв}, \quad (8.38)$$

где $q_н = q_н(N_н)$ и $q_{дв} = q_{дв}(N_{дв})$ — соответственно дифференциальные характеристики насоса и двигателя.

Так же как и для ГЭС, удельные и дифференциальные показатели насосных агрегатов для удобства их анализа и взаимного сопоставления между собой разных видов агрегатов можно свести к безразмерным величинам. Для этого в (8.35) и (8.38) следует вместо $Q_н$ ввести $N_н$, равную $9{,}81\, Q_н H_н$. В этом случае будем иметь следующие выражения для $q_н^{уд}$ и $q_н$:

$$q_н^{уд} = q_н = 1, \quad (8.39)$$

т. е. $q_а^{уд}$ и $q_а$ в относительных единицах для насосных агрегатов будут полностью определяться $q_{дв}^{уд}$ и $q_{дв}$.

В проектной и эксплуатационной практике используются самые различные энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС в целом. Здесь же рассмотрены формулы, связывающие основные абсолютные и удельные показатели между собой. На их основе можно получить математические выражения для любых других взаимосвязанных друг с другом параметров и показателей режимов гидроагрегатов. Общий вид всех основных энергетических характеристик, а вместе с ними и производных от них определяется только экспериментальным путем при исследовании модельных и натурных гидроагрегатов.

Знание особенностей общего вида указанных характеристик во многом определяет и корректность используемой в расчетах математической модели гидроагрегатов. Отсюда и эффективность всех оптимизационных расчетов в целом. Причем, как показывает опыт их проведения, наиболее правильно оценивать адекватность принятой математической модели гидроагрегата можно только с помощью всех основных энергетических характеристик: рабочих и расходных, характеристик потерь, удельных и дифференциальных характеристик.

8.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИННЫХ АГРЕГАТОВ

В настоящее время не существует достаточно обоснованной методики аналитического представления энергетических характеристик гидроагрегатов. В связи с этим они получаются как эмпирические на основе обработки результатов натурных или модельных испытаний и обладают определенной погрешностью.

Так, при натурных испытаниях в зависимости от метода их проведения средняя ожидаемая погрешность КПД будет находиться в пределах 1,6—3%. Погрешности самих модельных испытаний значительно меньше (по КПД в пределах 0,4—1%). Однако это не значит, что такую точность будут иметь и характеристики натурных гидроагрегатов, получаемые методами теории подобия и моделирования.

Наиболее полное и достоверное представление об экономичности работы гидроагрегата дают его рабочие характеристики или характеристики потерь мощности (расхода воды). При этом от их адекватности реальному объекту во многом зависит и эффективность работы всей гидроэлектростанции.

Эффективным способом получения указанных характеристик является балансовый метод. Измерение и расчет отдельных составляющих потерь $\Delta N_г$ возможны в процессе натурных испытаний генератора, но это трудно осуществить для натурной турбины. Значительно легче можно измерить все составляющие потерь $\Delta N_т$ на модельной турбине. Полученные в результате испытаний характеристики составляющих потерь $\Delta N_т$ могут служить аналогом при изучении энергетических характеристик реальных турбин, подобных модельной. Иными словами, все особенности энергетических характеристик модельных турбин будут присущи и натурным агрегатам и наоборот.

В § 8.1 было сказано, что основными видами потерь в гидротурбине являются объемные, гидравлические и механические. На рис. 8.1 показаны в общем виде кривые зависимостей потерь мощности в турбине, полученные экспериментально для модельной поворотно-лопастной турбины в диапазоне расходов от $Q_I'^{мин} = Q_{х.х}$ до $Q_I'^{макс}(N_I'^{макс})$.

Механические потери $\Delta N_{мех}$ малы и почти не зависят от режима турбины. Гидравлические потери, в которые из-за трудности их выделения обычно включаются и объемные, изменяются поразному при изменении нагрузки. Так, потери мощности в спиральной камере, статоре турбины и направляющем аппарате $\Delta N_{р.к,\ н.а}$ уменьшаются с увеличением нагрузки. Потери мощности в отсасывающей трубе $\Delta N_{отс}$ и с выходной скоростью потока $\Delta N_{вых}$ увеличиваются с повышением Q_I' по степенной зависимости с показателем степени больше двух.

Суммированием всех видов потерь на рис. 8.1 получена зависимость $\Delta N_т(Q'_I)$, а по ней с использованием соотношений, приведенных в § 8.1, зависимости $\eta_т(Q'_I)$ и $N_I'(Q_I')$. *Наиболее существенными особенностями кривых рис. 8.1 является их непре-*

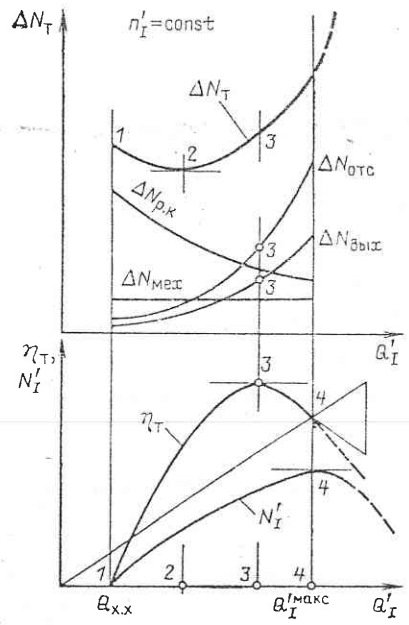


Рис. 8.1. Баланс мощности в модельной поворотно-лопастной турбине

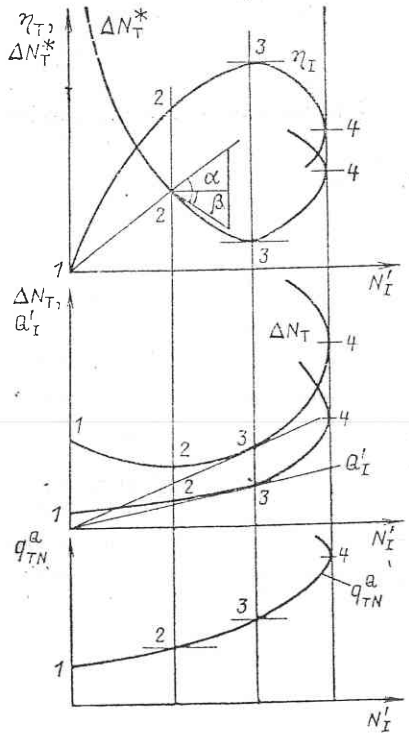


Рис. 8.2. Энергетические характеристики модельной поворотно-лопастной турбины

рывность, а также наличие некоторых особых, или критических, точек, где соответствующие показатели достигают своих предельных или характерных значений. Эти точки присущи разным характеристикам, что и определяет необходимость совместного использования последних для анализа режимных показателей турбины. Критические точки должны служить для проверки правильности построения различных характеристик турбины.

Условимся располагать и нумеровать критические точки по мере увеличения расхода следующим образом: 1 — точка холостого хода; 2 — минимум потерь мощности; 3 — максимум КПД; 4 — максимум полезной мощности. Подобное расположение критических точек закономерно и определяется особенностями процесса преобразования энергии в турбине, что выражается в виде ее энергетических характеристик.

В точке *1* $Q_{х.х} \neq 0$; $N'_I = 0$; $\eta_т = 0$; $\Delta N_т \neq 0$, $\Delta N_т^* \to \infty$. В точке *2* минимального значения достигает выпуклая характеристика $\Delta N_т(Q'_I)$, особенностью которой является интенсивное увеличение гидравлических потерь и, следовательно, $\Delta N_т$ при увеличении Q'_I.

Характеристика $N'_I(Q'_I)$ для модельной турбины определяется выражением

$$N'_I = N_I'^{под} - \Delta N_т = 9{,}81Q'_I - \Delta N_т(Q'_I). \qquad (8.40)$$

Алгебраическая сумма прямолинейной $N_I^{под}(Q'_I)$ и выпуклой $\Delta N_I(Q'_I)$ зависимостей дает основание сделать заключение о том, что $N_I'(Q'_I)$ — вогнутая кривая с экстремумом — максимумом в точке *4*.

На основании имеющихся характеристик $N'_I(Q'_I)$ и $\Delta N'_I(Q'_I)$ можно построить зависимость $\eta_т(Q'_I)$ по выражению

$$\eta_т = \frac{N'_I}{N'^{под}_I} = 1 - \frac{\Delta N_I}{N'^{под}_I} = 1 - \frac{\Delta N'_I(Q'_I)}{9{,}81 Q'_I}. \qquad (8.41)$$

Из (8.41) следует, что $\eta_т(Q'_I)$ — вогнутая кривая, имеющая максимум в точке *3*.

Покажем, что точка *3* лежит между точками *2* и *4*. Для этого сначала перестроим полученные на рис. 8.1 характеристики в зависимости от N'_I (рис. 8.2).

На рис. 8.2 представлена зависимость $\Delta N_т^*(N'_I)$, которая, так же как и кривая $\Delta N_т(N'_т)$, выпукла, по своим характерным точкам взаимообратна зависимости $\eta_т(N'_I)$, причем кривая $\Delta N_т^*(N'_I)$ более полога, чем $\eta_т(N'_I)$ при одинаковом масштабе $\Delta N_т^*$ и $\eta_т$. Из непрерывности и вогнутости $\Delta N_т^*(N'_I)$ и однозначности связи N'_I и Q'_I следует, что точка *2* может быть достигнута только на нисходящей ветви этой кривой, т. е. левее точки *3*.

Быстрое увеличение $\Delta N_т$ правее точки *2* ведет к тому, что КПД турбины вначале достигает своего максимума в точке *3*, затем резко снижается, что ведет к уменьшению N'_I при увеличении Q'_I (рис. 8.1 и 8.2).

Получение точки *4* возможно только на нисходящей части кривой $\eta_т(Q'_I)$, где $(d\eta_т/dQ'_I) < 0$. Причем в точке *4* действительно достигается максимум, что следует из отрицательного значения второй производной η'_I по Q'_I правее точки *3*.

Достаточные условия минимума $\Delta N_т(Q'_I)$ в точке *2* и максимума $\eta_т(Q'_I)$ в точке *3* определяются по знаку второй производной. Например, положительность знака второй производной $\Delta N_т$ по Q'_I определяет достижение минимума $\Delta N_т$ в точке *2*.

В точке *3* будут совпадать касательные к характеристикам $\Delta N_т(Q'_I)$, $\Delta N_т(N'_I)$, $Q'_I(N'_I)$ и прямая, проведенная из начала координат к этой точке.

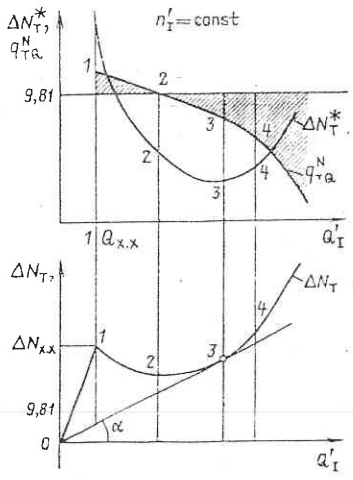
В точке *3* совпадают по абсолютному значению дифференциальные и удельные показатели турбины, которые для модельного агрегата численно равны $(9{,}81\eta_т)^{-1}$ при $H_т = 1$ м.

В точке *2* с минимумом $\Delta N_т$ дифференциальный показатель модельной турбины будет равен $9{,}81^{-1}$ при

$$\frac{d\Delta N_т}{dN'_I} = 0.$$

Отметим однозначность всех кривых, построенных на рис. 8.1 и 8.3, где независимой переменной является расход. Кроме того, следует напомнить, что турбины на ГЭС обычно выбираются так,

Рис. 8.3. Особые режимные точки модельной поворотно-лопастной турбины



чтобы их реальная предельная мощность была меньше максимально допустимой при напоре $H_т$, т. е. меньше $N_т$ в точке *4*.

Перечисленные закономерности изменения энергетических характеристик поворотно-лопастных модельных турбин справедливы для натурных турбин и дают возможность проверки корректности построения любых фазовых или универсальных характеристик.

Общий вид фазовых (линейных) характеристик натурных турбин будет аналогичен виду модельных при замене условия $n_I = \text{const}$ *на соответствующее ему значение* $H_т = \text{const}$ (*при* $n = \text{const}$): Q'_I *на* $Q_т$, N'_I *на* $N_т$ *и т. д.*

Для радиально-осевых турбин в отличие от поворотно-лопастных характерно наличие одной или нескольких зон с локальным повышением потерь мощности и снижением КПД. Объясняется это наличием режимов с повышенной вибрацией и кавитацией, которые соответствуют малым нагрузкам и расположены до точки *3* (рис. 8.4). В этих зонах рабочие по КПД характеристики радиально-осевых турбин имеют перегиб. Снижение КПД здесь может достигать 2—3% и более.

Наличие перегиба на $\eta_т(N_т)$ при $H_т = \text{const}$ ведет к появлению нескольких экстремумов на кривых $\Delta N_т(N_т)$ и $\Delta Q_т(N_т)$ (точки *2'*, *2''* и *2'''* на рис. 8.4). В этих же точках $Q_т(N_т)$ имеют касательные, параллельные прямой $\eta_а = 1$, где $N_а^{под} = N_а$.

Дифференциальная характеристика радиально-осевой турбины при $H_т = \text{const}$ также имеет свои особенности, например имеет одинаковые значения дифференциальных показателей в точках *2'*, *2''* и *2'''*, что следует из выражения

$$q^Q_{тN} = \frac{dQ_т}{dN_т} = \frac{102}{H_т}\left(1 + \frac{d\Delta N_т}{dN_т}\right) \equiv \frac{102}{H_т}. \qquad (8.42)$$

В точке *3* дифференциальный показатель гидроагрегата равен $102/H_т\,\eta_т$ на основании анализа выражения

$$q^Q_{тN} = \frac{dQ_т}{dN_т} = \frac{102}{H_т\eta_т^2}\left(\eta_т - N_т\frac{d\eta_т}{dN_т}\right). \qquad (8.43)$$

Дифференциальные характеристики $q^N{}_{тQ}(Q)$ будут определяться как обратные функции $q_{тN}{}^Q(N)$.

Рассмотрим более подробно особенности получения дифференциальных характеристик турбины (иногда их называют характеристиками относительных приростов).

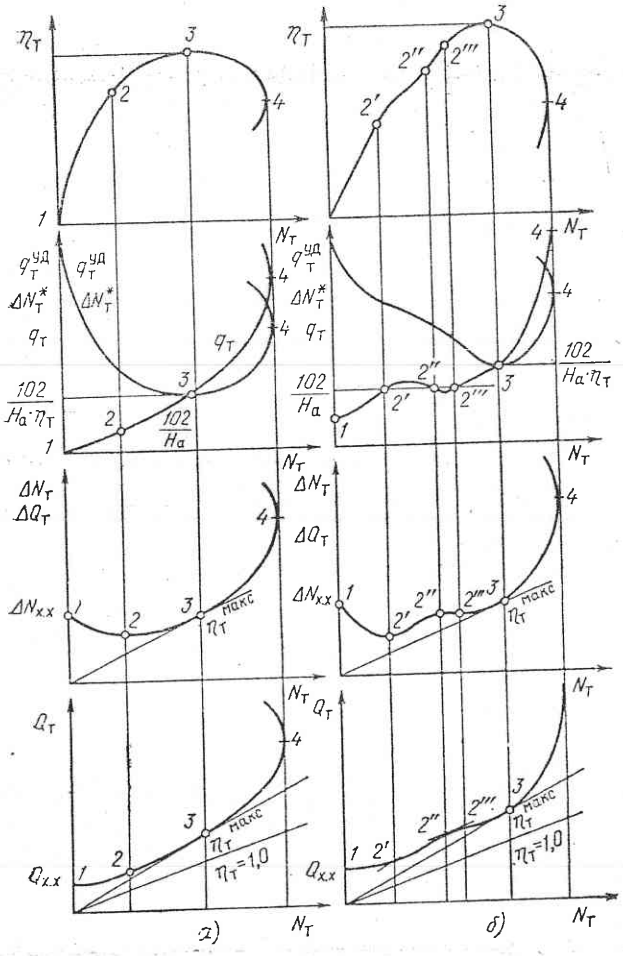
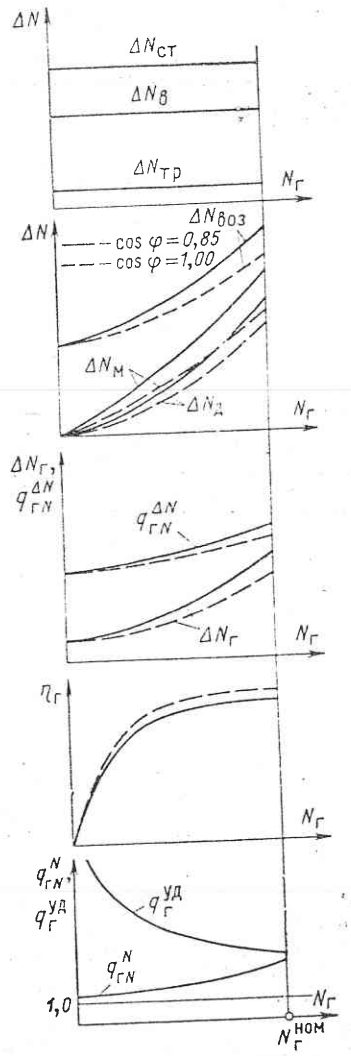


Рис. 8.4. Общий вид основных энергетических характеристик поворотно-лопастной (*а*) и радиально-осевой турбин (*б*) при $H_т = \text{const}$

В настоящее время наиболее распространены характеристики $q^{Q}_{тN}(N_т)$ при $H_т = \text{const}$. Из-за отсутствия аналитической зависимости $Q_т$ от $N_т$ расчет ведется численными методами. Если в качестве $q^{Q}_{тN}$ использовать отношение приращений δQ к $\delta N_т$, то с учетом погрешности $Q_т(N_т)$ в 2—3% и более погрешность $q^{Q}_{тN}$ будет в десятки раз больше, что совершенно недопустимо. В связи с этим рекомендуется применять известные математические методы, снижающие эту погрешность. Например, использование в расчетах $q_{тN}$ характеристик $\eta_т(N_т)$, $\Delta N_т(N_т)$ или $\Delta Q_т(N_т)$, которые дают значительно меньшую погрешность, чем расходные характеристики.

Рис. 8.5. Общий вид основных энергетических характеристик гидрогенератора для разных значений $\cos\varphi$ (——— $\cos\varphi=0{,}85$; — — — — $\cos\varphi=1$; $\Delta N_{ст}$, $\Delta N_в$, $\Delta N_{тр}$, $\Delta N_{воз}$, $\Delta N_м$, $\Delta N_д$ — потери в стали, вентиляционные, на трение, на возбуждение генератора, в меди, в демпферных обмотках)



Для расчета $q^{Q}_{тN}$ рекомендуется выражение (8.42) или (8.43). Входящие в них производные могут быть рассчитаны методом конечных приращений по характеристикам $\Delta N_т(N_т)$ и $\eta_т(N_т)$. Так как для поворотно-лопастных и диагональных турбин кривая $q^{Q}_{тN}(N_т)$ монотонно возрастающая, а кривая $q_т^{уд}$ имеет вид параболы с экстремумом-минимумом в точке *3* (рис. 8.4,*а*), то, следовательно, левее точки *3* $q_т^{уд} > q^{Q}_{тN}$, а правее — наоборот. Та же закономерность будет справедлива и для радиально-осевых турбин (рис. 8.4,*б*).

Представление рассмотренных характеристик в зависимости от $Q_т$ не изменит их общего вида, за исключением лишь той особенности, что все они будут однозначными (рис. 8.1 и 8.3).

Энергетические характеристики гидрогенераторов в отличие от характеристик турбин могут быть получены балансовым методом и для действующей ГЭС.

На рис. 8.5 представлены зависимости потерь мощности в гидрогенераторе в долях КПД для основных составляющих $\Delta N_г$.

Особенностью $\eta_г(N_г)$ в рабочем диапазоне его нагрузок (не менее 0,5 $N_г^{ном}$) является очень малый диапазон изменения $\eta_г$, как правило, не превышающий 1—3%. Отсюда и малый диапазон изменения и других показателей режима гидрогенератора.

На рис. 8.5 представлены и другие энергетические характеристики гидрогенератора, построенные на основе использования (8.14) и (8.15) и знания характера кривой $\eta_г(N_г)$. Дифференциальная характеристика гидрогенератора может быть построена с использованием следующих выражений (при $\cos\varphi = \text{const}$):

$$q_г = \frac{dN_г^{под}}{dN_г} = \frac{1}{\eta_г^2}\left(\eta_г - N_г \frac{d\eta_г}{dN_г}\right), \qquad (8.44)$$

или

$$q_г = \frac{dN_г^{под}}{dN_г} = 1 + \frac{d\Delta N_г}{dN_г}, \tag{8.45}$$

где

$$\Delta N_г = N_г\left(\frac{1-\eta_г}{\eta_г}\right) = \Delta N_г \Delta N_г^{*}. \tag{8.46}$$

Зависимость $\Delta N_г^{*}(N_г)$ является обратной функцией $\eta_г(N_г)$, как и $q_г^{уд}(N_г)$. Однако если $\Delta N_г^{*}(N_г)$ при $N_г \to N_г^{ном}$ непрерывно приближается к нулю, то $q_г^{уд}(N_г)$ — к единице. Кривая $\Delta N_г(N_г)$, как и $q_г(N_г)$, выпукла, очень полога и монотонно возрастает, причем $q_г(N_г)$ всегда меньше $q_г^{уд}(N_г)$, так как точка максимума КПД генератора в рабочем диапазоне нагрузок обычно не достигается.

Погрешность получаемых характеристик гидрогенератора, как правило, не превышает 0,5—1%.

На основании имеющихся характеристик турбины и гидрогенератора несложно с использованием уравнения баланса мощностей (8.18) получить характеристики гидроагрегата в целом.

Общий вид всех энергетических характеристик агрегата будет определяться именно турбинными характеристиками.

При известных характеристиках водоводов, турбины и генератора на основе балансового метода можно рассчитать и энергетические характеристики агрегатного блока в целом, включая и напорные водоводы. Общий вид характеристик блока в рабочей зоне изменения нагрузок будет аналогичен агрегатным характеристикам. При этом $N_{а.бл}^{под}$ и $N_{а.бл}$ связаны с $N_т^{под}$ следующими соотношениями:

$$N_{а.бл} = N_т^{под} = N_{а.бл}^{под} - \Delta N_{вод} = N_{а.бл}^{под}\eta_{вод}, \tag{8.47}$$

где

$$N_{а.бл}^{под} = 9{,}81 Q_т H_{а.бл}; \tag{8.48}$$

$$\Delta N_{вод} = 9{,}81 Q_т \Delta H_{вод}; \tag{8.49}$$

$$\eta_{вод} = \frac{N_т^{под}}{N_{а.бл}^{под}}. \tag{8.50}$$

Наконец рассмотрим, как изменятся энергетические характеристики агрегата при $H_т$=var. Механические потери здесь практически не изменятся. С увеличением $H_т$ будут изменяться лишь гидравлические потери в агрегате (рис. 8.6). Это вызовет уменьшение КПД и смещение его максимума при росте $H_т$ в зону меньших нагрузок. Соответственно изменятся и все остальные характеристики гидроагрегата.

Очевидно, что при $H_т$=var будут изменяться лишь характеристики турбины. При этом пропускная способность турбины и ее мощность будут повышаться с увеличением $H_т$, тогда как предельная мощность генератора будет неизменной. Для учета этого вводят понятие расчетного напора по мощности $H_р^N$, равного минимальному значению $H_т = H_{а_1}$, при котором гидроагрегат

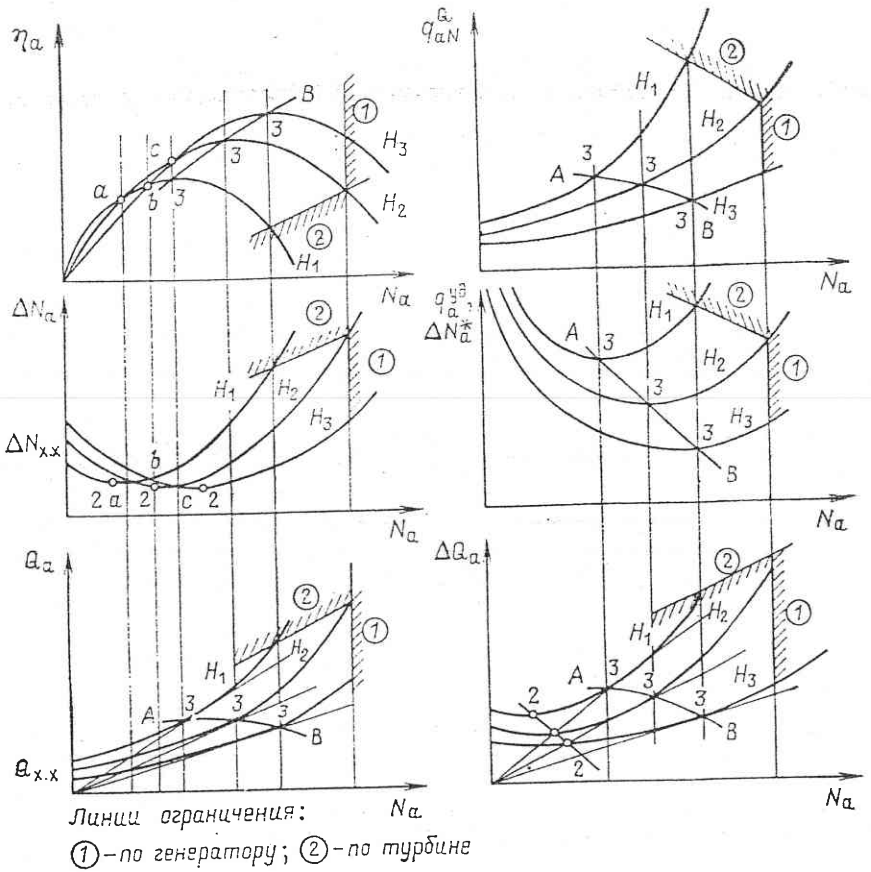


Рис. 8.6. Общий вид основных энергетических характеристик гидроагрегата с поворотно-лопастной турбиной при $H_т$=var

может работать с полной установленной мощностью, лимитируемой генератором, т. е. $N_а = N_а^{уст}$ при cos φ=const, иными словами,

$$N_а^{макс}(H_а) = \begin{cases} N_а^{уст} = N_а^{ном} & \text{при } H_а \geqslant H_р^N; \\ N_а^{макс}(H_а) & \text{при } H_а < H_р^N. \end{cases} \tag{8.51}$$

Разница между $N_а^{уст}$ и $N_а^{макс}(H_а)$ при $H_а < H_р^N$ называется связанной по напору мощностью $\Delta N_{связ}$:

$$\Delta N_{связ}(H_а) = N_а^{уст} - N_а^{макс}(H_а). \tag{8.52}$$

Расчетному напору, выбираемому на основании технико-экономических расчетов, соответствует, как правило, $Q_а = Q_а^{макс}$, $a_0 = a_0^{макс}$ и $\varphi = \varphi^{макс}$.

Предельная мощность поворотно-лопастных и диагональных турбин при $H_а < H_р^N$ будет ограничиваться их пропускной способностью для данного $H_а$.

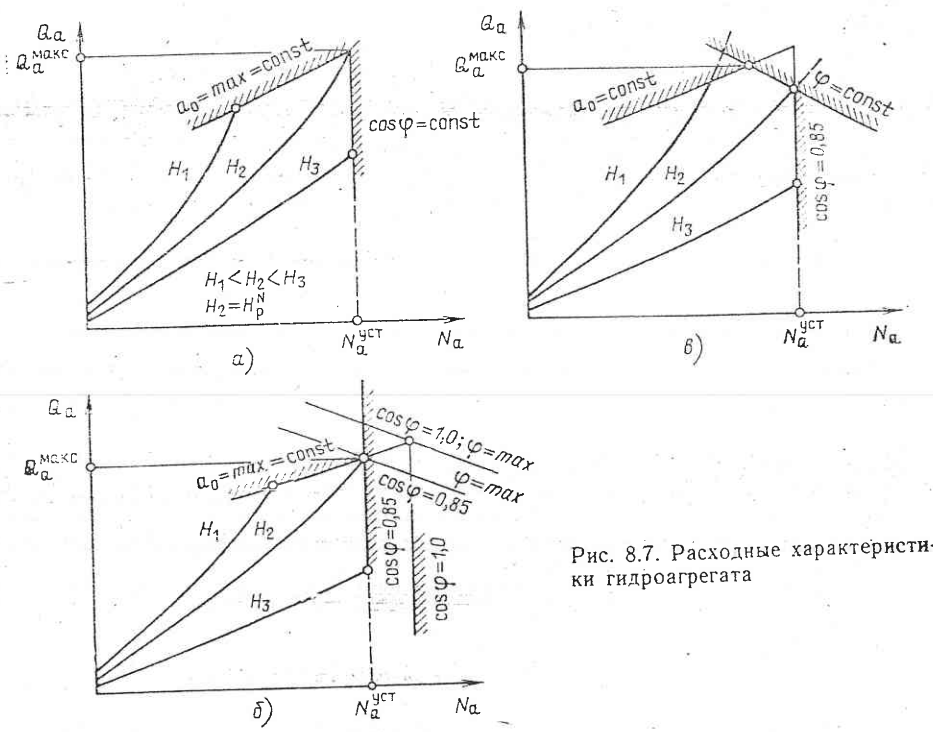


Рис. 8.7. Расходные характеристики гидроагрегата

При этом значение $Q_a^{пред}(H_a)$ для $H_a<H_p^N$ снижается с уменьшением H_a. Расчет ее можно приближенно производить по формуле:

$$\frac{Q_a^{пред}(H_a)}{Q_a^{макс}} \approx \sqrt{\frac{H_a}{H_p^N}}, \qquad (8.53)$$

где $Q_a^{пред}$ и $Q_a^{макс}$ — предельные расходы гидротурбины при H_a и H_p^N.

Правильно выбранный H_p^N совпадает с точкой пересечения линии $a_0^{макс}$=const (ограничение по турбине) и $N_a^{уст}$ (ограничение по генератору). Для поворотно-лопастных и диагональных турбин через эту точку проходит изолиния $\varphi^{макс}$, не ограничивая режим гидрогенератора в целом (рис. 8.7,*а* и *б*).

На рис. 8.7,*в* приведен случай неправильного выбора H_p^N, а на рис. 8.7,*б* показано влияние изменения cos φ на показатели агрегата.

Наиболее полная картина энергетических особенностей гидроагрегата получается, если рассмотренные на рис. 8.7 зависимости представить в координатах H_a, N_a или H_a, $Q_т$ (рис. 8.8). На них обычно наносятся изолинии H_a=const, иногда $Q_т$=const или N_a=const, а также a_0=const и φ=const. Для приплотинных деривационных ГЭС вместо H_a на эксплуатационных характеристиках указывается $H_{а.бл}$, расчет которого производится с учетом баланса мощностей (§ 8.1).

Энергетические характеристики агрегатов с активными ковшовыми турбинами во многом будут аналогичны характеристикам

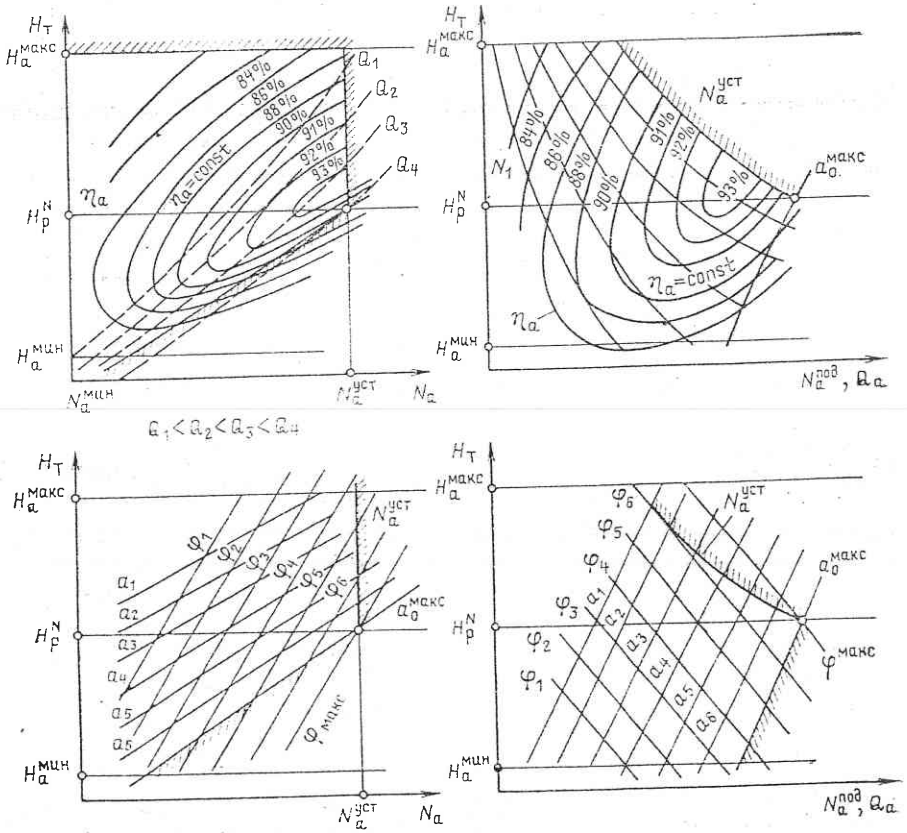


Рис. 8.8. Эксплуатационные характеристики гидроагрегата

поворотно-лопастных и диагональных турбин. Для этих агрегатов большое значение приобретают именно характеристики агрегатного блока, где учтены потери: $\Delta N_{вод}$, $\Delta N_т$ и $\Delta N_г$. Доля $\Delta N_{вод}$ в $\Delta N_{а.бл}$ иногда может превышать сумму $\Delta N_т$ и $\Delta N_г$. Для ковшовых турбин не играет особой роли изменение $H_т$ и $H_{а.бл}$.

8.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Энергетические характеристики насосных агрегатов могут быть получены, так же как и для турбинных установок, на основе модельных или натурных испытаний.

Наиболее просты по своему виду энергетические характеристики обратимых радиально-осевых гидромашин и центробежных насосов (рис. 8.9), различающихся по быстроходности. Так, для тихоходных агрегатов (рис. 8.9,*б*) при n_s=40÷80 об/мин, предназначенных на большие напоры и малые подачи, зависимость $H_н(Q_н)$ имеет экстремум-максимум по $H_н$. Для нормальных по

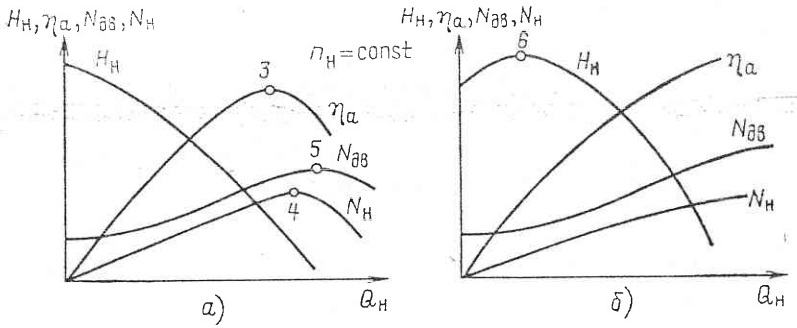


Рис. 8.9. Основные энергетические характеристики центробежных насосов

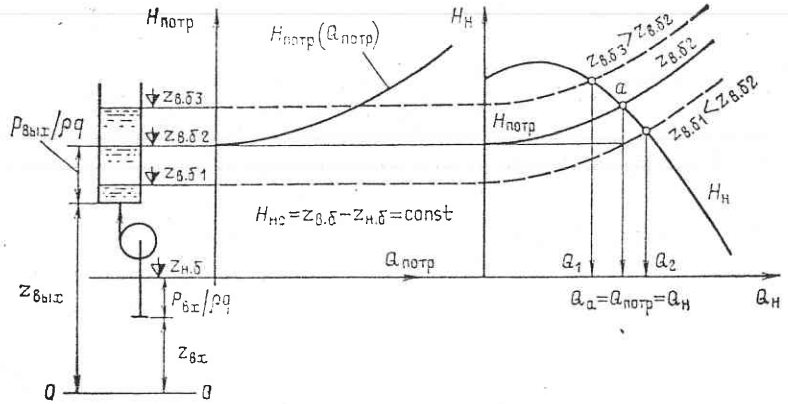


Рис. 8.10. Устойчивые режимы работы насосного агрегата

быстроходности агрегатов ($n_s=80\div150$ об/мин) экстремум-максимум имеют кривые $\eta_а(Q_н)$ и $N_{дв}(Q_н)$ на рис. 8.9,*а*.

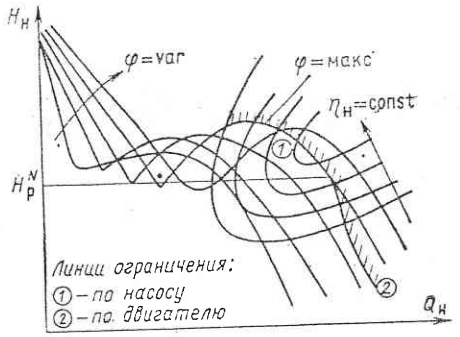
Особенностью этих обратимых гидромашин является возможность устойчивой работы только в одном режиме при заданной характеристике сети, т. е. зависимости напора потребителя $H_{потр}$ от подачи $Q_н$. Напор $H_{потр}$ определяется по формуле

$$H_{потр}=z_{в.б}-z_{н.б}+\Delta H_{потр}, \qquad (8.54)$$

где $\Delta H_{потр}=\Delta H_{потр}(Q_н)$ — потери напора в напорных подводящих и отводящих водоводах (рис. 8.10).

Устойчивый режим работы обратимых радиально-осевых гидромашин возможен только при таком значении $Q_н$, когда $H_{потр}(Q_н)=H_н(Q_н)$, точка а на рис. 8.10. Причем этот режим даже при равенстве $H_{потр}$ и $H_н$ может быть только на ниспадающей части кривой $H_н(Q_н)$. При попадании точки *а* на восходящую ветвь $H_н(Q_н)$ возможен неустойчивый режим обратимой гидромашины (помпаж), когда насос будет периодически набирать и сбрасывать до холостого хода свою нагрузку. Непрерывное регу-

Рис. 8.11. Эксплуатационная характеристика обратимого осевого агрегата



$H_н=const$
$n_н=const$

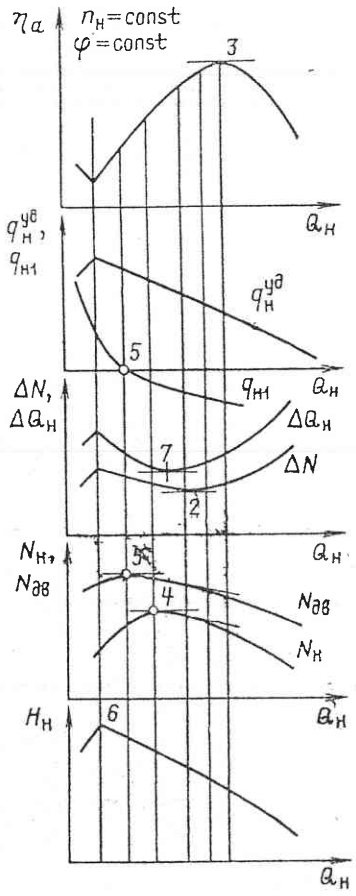


Рис. 8.12. Основные энергетические характеристики обратимого осевого агрегата при $n_н=const$ и $\varphi=const$

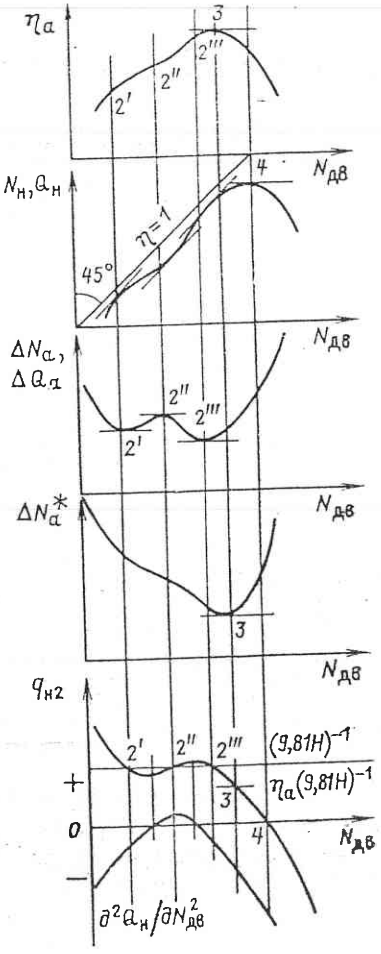


Рис. 8.13. Основные энергетические характеристики обратимого диагонального агрегата при $H_а=const$; $n_н=const$

лирование подачи для обратимой радиально-осевой гидромашины возможно лишь с учетом изменения $z_{в.б}$, $z_{н.б}$, а также в результате изменения частоты вращения или дросселирования (уменьшения) напора $H_н$.

С точки зрения возможностей эффективного регулирования нагрузки более перспективны осевые и диагональные насосы или обратимые гидроагрегаты.

В качестве примера на рис. 8.11 представлена эксплуатационная характеристика осевого насоса, а на рис. 8.12 — фазовые характеристики при $n_н = \text{const}$ и $\varphi = \text{const}$. *Особенностью их является то, что при* $Q_н = 0$ *мощность* $N_{дв}$ *достигает некоторого максимального значения, а затем при увеличении* $Q_н$ *она несколько снижается. Кроме того, на* $H_н(Q_н)$ *имеются две ниспадающие ветви, но только одна из них, имеющая параболический характер, является рабочей частью этой характеристики (правее точки 6 на рис. 8.12).*

Для осевых насосов может иметь место точка *4* — экстремум левее точки *3*, где $\eta_а = \eta_а^{макс}$, зависимость $\Delta N_а(Q_н)$ имеет экстремум-минимум в точке *2*. Для кривых $N_{дв}(Q_н)$ и $N_н(Q_н)$ это означает параллельность касательных к ним в точке *2*. Экстремум-минимума в точке *5* достигает $N_{дв}(Q_н)$. Здесь же равняется нулю и $q_{н1} = \frac{dN_{дв}}{dQ_н}$ при $n_н = \text{const}$ и $\varphi = \text{const}$. По абсолютной величине $q_н$ остается всегда меньше $q_н^{уд} = N_{дв}/Q_н$.

Энергетические характеристики насосного режима обратимой диагональной гидромашины (рис. 8.13) при $H_н = \text{const}$ и $n_н = \text{const}$ будут обладать некоторыми особенностями, в том числе многоэкстремальностью $\Delta N_а(Q_а)$ и $q_н(N_а)$.

ГЛАВА 9

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА

9.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидроэлектростанция как хозрасчетное предприятие стремится наиболее рационально для себя использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени запасы гидроэнергоресурсов. При этом ГЭС одновременно с другими электростанциями участвует в покрытии общей нагрузки энергосистемы.

Эти обстоятельства заставляют рассматривать задачу оптимизации режима ГЭС как общесистемную, неразрывно связанную с особенностями всего электроэнергетического производства.

Учитывая иерархию управления в электроэнергетике, указанную задачу можно условно разделить на несколько расчетных этапов, взаимосвязанных переменными во времени и в пространстве: расчет оптимального длительного режима ГЭС; расчет кратко-

срочного режима ГЭС; расчет оптимального внутристанционного режима основного оборудования ГЭС.

Первые два этапа рассмотрены в гл. 13 и 14. Здесь остановимся на третьем этапе, реализуемом для установившихся нормальных условий работы гидроагрегатов.

Основной целью задачи третьего этапа является реализация оптимальным для ГЭС способом заданного плана работы в виде графика отдачи по мощности или расходу.

При этом, естественно, критерий оптимальности, используемый в данной задаче, должен быть неразрывно связан с общесистемными критериями, реализуемыми на верхних ступенях управления.

С учетом сказанного *энергетические характеристики ГЭС могут быть представлены как зависимости абсолютных* ($N_{ГЭС}$, $H_{ГЭС}$, $Q_{ГЭС}$, $\Delta N_{ГЭС}$) *или относительных* ($q^{уд}_{ГЭС}$, $q_{ГЭС}$) *показателей между собой, полученные в результате решения задачи внутристанционной оптимизации.*

На эффективность внутристанционной оптимизации существенное влияние оказывает учет особенностей технологического процесса производства электроэнергии на самой ГЭС. Сюда относится необходимость учета изменения во времени уровней верхнего и нижнего бьефов, типа агрегатов, разного рода технологических ограничений режима гидроагрегата и т. д. В частности, необходимо учитывать ограничения режимов гидроагрегата для напоров ниже расчетного $H_р$ по пропускной способности турбины, выше $H_р$ — по генератору. Для насосного режима обратимых радиально-осевых гидромашин для заданной характеристики сети возможен только один режим по подаче. Немаловажное значение имеют ограничения режимов работы турбин и насосов по условиям кавитации.

Необходимо, наконец, учитывать гидравлическую схему ГЭС и ее возможности в регулировании расхода и мощности. Существенное влияние оказывает и схема электрической коммутации агрегатов ГЭС на генераторном напряжении. Например, на Саратовской ГЭС одним выключателем объединяются два агрегата, на Киевской и Каневской ГЭС один выключатель приходится на четыре агрегата. Следовательно, даже при одинаковых характеристиках вывод в ремонт одного или нескольких агрегатов в блоке приводит к необходимости распределения нагрузки с разнотипными характеристиками.

Таким образом, в целом задача оптимизации внутристанционного режима весьма сложна. Она может быть отнесена с точки зрения методов решения к классу целочисленных задач нелинейного программирования и общего решения не имеет. С точки зрения целевой функции наиболее правильно ее рассматривать как задачу векторной оптимизации и решать с помощью методов теории игр.

Однако для лучшего понимания общих закономерностей и особенностей организации эффективного внутристанционного режима ГЭС рассмотрим какой-либо один наиболее показательный для ГЭС критерий оптимальности, вытекающий из особенностей гидроэлектростанции как промышленного предприятия, например минимум расхода сырья (материалоемкости), т. е. подведенной энергии ГЭС $Э^{под}_{ГЭС}$, или минимум потерь энергии на ГЭС $\Delta Э_{ГЭС}$, т. е. максимум КПД ГЭС для заданного периода T при заданных условиях работы ГЭС в начальный t_0 и конечный $t_к$ моменты периода. При этом должны быть учтены основные ограничения режима, определяемые особенностями технологии производства на ГЭС.

В ряде случаев можно воспользоваться и критерием минимума объема израсходованного стока $W_{ГЭС}$.

Для НС и ГАЭС в режиме заряда в качестве критерия оптимальности можно воспользоваться минимумом потребляемой из сети энергии за период T для заданного режима подачи по воде или объема подачи за указанный период времени.

9.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭУ С РАЗНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Постановка и методы решения задачи оптимизации внутристанционного режима влияют на общий вид и закономерности энергетических характеристик ГЭС.

Математически основная задача оптимизации внутристанционного режима одиночной ГЭС с агрегатами, различающимися друг от друга энергетическими характеристиками, может быть представлена в следующем виде.

Для рассматриваемого периода $T=t_к-t_0$ найти такое число включенных под нагрузку гидроагрегатов $z^0(t)$, их состав $s^0(t)$ и распределение заданного графика активной и реактивной нагрузок ГЭС $N^{зад}_{ГЭС}$ и $\theta^{зад}_{ГЭС}(t)$, чтобы обеспечить экстремум принятому критерию оптимальности при известных ограничениях режимов агрегатов. Предполагаются заданными: состояния режимов оборудования и бьефов ГЭС в начальный t_0 и конечный $t_к$ моменты периода T, энергетические характеристики агрегатов, характеристики бьефов, схема электрических соединений гидроагрегатов и гидравлическая схема ГЭС.

В качестве основных одноцелевых критериев оптимальности могут использоваться:

минимум расхода энергии, подведенной к ГЭС, за период T

$$Э^{под}_{ГЭС}(T)=\int_{t_0}^{t_к} N^{под}_{ГЭС}(t)\,dt=\int_{t_0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)} N^{под}_{ai}(t)\,dt\Rightarrow\min, \tag{9.1}$$

где

$$N^{под}_{ai}=9{,}81Q_{ai}H_{ai}, \tag{9.2}$$

максимум КПД или минимум потерь энергии на ГЭС за период T

$$\Delta Э_{ГЭС}(T)=\int_{t_0}^{t_к}\Delta N_{ГЭС}(t)\,dt=\int_{t_0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)}\Delta N_{ai}(t)\,dt=$$

$$=9{,}81\int_{t_0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)} Q_{ai}(t)H_{ai}(t)(1-\eta_{ai}(t))\,dt\Rightarrow\min. \tag{9.3}$$

Минимум стока через ГЭС с учетом пусковых потерь $\Delta Q_п$, потерь на холостой ход $\Delta Q_{х.х}$ и протечек воды через неплотности направляющего аппарата в режиме синхронного компенсатора (СК) $\Delta Q_{с.к}$

$$W_{ГЭС}(t)=\int_{t_0}^{t_к} Q_{ГЭС}(t)\,dt=$$

$$=\int_{t_0}^{t_к}\left[\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)}(Q_{ai}(t)+\Delta Q_{пi}(t)+Q_{х.х}(t)+\Delta Q_{с.к}(t))\right]dt\Rightarrow\min. \tag{9.4}$$

Критерий оптимальности может быть представлен и в векторной форме, если он многоцелевой. Здесь в основном будут рассмотрены критерии оптимальности вида (9.1), (9.3), (9.4) или их частные выражения, такие как

$$N^{под}_{ГЭС}(t)\Rightarrow\min; \tag{9.5}$$

$$\Delta N_{ГЭС}(t)\Rightarrow\min; \tag{9.6}$$

$$\eta_{ГЭС}(t)\Rightarrow\max; \tag{9.7}$$

$$(\Delta Q_{ГЭС}(t)\vee Q_{ГЭС}(t))\Rightarrow\min. \tag{9.8}$$

В качестве ограничений типа равенства обычно принимают балансы активных и реактивных мощностей ГЭС:

$$N^{зад}_{ГЭС}(t)-\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)} N_{ai}(t)=\varphi(t)=0; \tag{9.9}$$

$$\theta^{зад}_{ГЭС}(t)-\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)}\theta_{ai}(t)=\psi(t)=0. \tag{9.10}$$

В качестве ограничений типа неравенства учитываются ограничения по активной мощности гидроагрегата или ГЭС в целом:

$$N^{мин}_{ai}(t)\leqslant N_{ai}(t)\leqslant N^{макс}_{ai}(t)\quad(i=1,2,\ldots,k); \tag{9.11}$$

$$N^{мин}_{ГЭС}(t)=\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)} N^{мин}_{ai}(t)\geqslant N^{вхс}_{ГЭС}(t) \tag{9.12}$$

или по расходу

$$Q^{мин}_{ГЭС}(t)=\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)} Q^{мин}_{ai}(t)\geqslant Q^{вхс}_{ГЭС}(t). \tag{9.13}$$

Предельные нагрузки гидроагрегатов определяются как их пропускной способностью, так и экономическими ограничениями при малой их нагрузке. На ГЭС в целом могут накладываться ограничения по пропускной способности линий электропередачи, по требованиям ВХС и т. д.

Ограничения типа неравенства по реактивной нагрузке в основном определяются устойчивостью режима энергосистемы и зависят от ГЭС в целом, а не от каждого агрегата.

Ограничения по допустимому максимальному числу пусков-остановок агрегата за период T определяются требованиями обеспечения надежности работы гидроагрегатов.

Возможно существование и других ограничений, определяемых многочисленными особенностями режимов каждой ГЭС в отдельности. Возможны также изменения и в постановке задачи. Например, вместо $N^{зад}_{ГЭС}$ и $t^{зад}_{ГЭС}$ может быть задан режим попусков ГЭС, т. е. $Q_{ГЭС}(t)$ за $T=t_к-t_0$. Это задача обратная рассмотренной. Тогда в качестве критерия оптимальности можно использовать максимум выработки ГЭС за период T:

$$Э_{ГЭС}=\int_{t_0}^{t_к} N_{ГЭС}(t)\,dt=\int_{0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^0,s^0(t)} N_{ai}(t)\,dt \Rightarrow \max, \qquad (9.14)$$

или его частный случай:

$$N_{ГЭС}(t)\Rightarrow \max.$$

Очевидно, что основная и обратная задачи взаимосвязаны и взаимозаменяемы.

Проанализируем представленную постановку основной задачи. Во-первых, она целочисленна, так как в решении возможно использовать пуск-остановку только целого агрегата. Во-вторых, для заданного числа и состава агрегатов она нелинейна в силу нелинейности их энергетических характеристик. В-третьих, она имеет большую размерность для многоагрегатных ГЭС ($z>10\div12$). Отсюда можно сделать общий вывод: основная задача с разнотипными агрегатами не имеет общего решения и в каждом частном случае может быть решена только численным путем с привлечением методов математического программирования, например динамического программирования или метода ветвей и границ.

Рассмотрим эту задачу в целом, ее особенности в постановке и реализацию для разных типов агрегатов и условий их работы при некоторых допущениях, вытекающих из физико-математического смысла задачи.

Представим для этого последовательность решения задачи в следующем виде. Зададимся числом работающих агрегатов z_j для $N^{зад}_{ГЭС}$ в диапазоне от 0 до k. Для каждого числа включенных агрегатов рассмотрим все возможные их составы. В результате получим некоторое множество вариантов для покрытия $N^{зад}_{ГЭС}$.

Размерность $N^{зад}_{ГЭС}$ по z_j определяется как $j=0, 1, 2, \ldots, k$ по составу для каждого j — числом сочетаний из k по z_j, т. е. $c^{z_j}_k$.

Для каждого элемента этого множества, т. е. для (z_j, s_l), где $l=1, 2, \ldots, c^{z_j}_k$ — номер состава, найдем оптимальное распределение нагрузки $N^{зад}_{ГЭС}$ между включенными гидроагрегатами, числом z_j и составом s_l. Тогда получим в целом множество значений этого критерия, определенного для множества пар (z_j, s_l).

Решением общей задачи будет элемент множества с экстремальным значением заданного критерия оптимальности.

Таким образом, решение данной задачи разбиваем на два этапа:

решение частной задачи 1 для заданного числа и состава агрегатов;

поиск оптимального решения для всей задачи в целом (задача 2) при известных частных решениях задачи 1.

Эти задачи отличаются друг от друга возможностями использования различных математических методов для их реализации. Для задачи 2 можно использовать только методы целочисленного программирования, для задачи 1 в зависимости от конкретных условий можно применять как классические методы решения экстремальных задач в дифференциальном исчислении, так и методы математического программирования (вариационное исчисление, принцип максимума Л. С. Понтрягина и др.).

Особенностью рассматриваемой задачи является также и существенная зависимость эффективности выбранного метода для ее решения от типа ГЭС по способу создания напора (плотинная, деривационная), от вида участия ГЭС в регулировании нагрузки (без регулирования и с регулированием), от типа ГЭУ в целом как промпредприятия (ГЭС, НС, ГАЭС и т. д.) и других факторов. Наиболее значительным показателем режима ГЭС является то, как изменяется напор ГЭС или гидроагрегатов во времени.

Задача 1 для простейшего случая, когда $H_{ai}(t)=H_{aj}(t)=$ $=$const при заданном графике $N_{ГЭС}(t)$ и ограничениях вида (9.9) и (9.11).

При условии постоянного напора режимы агрегатов не зависят друг от друга. Это позволяет использовать в качестве критериев оптимальности условия (9.5)—(9.8). Так как показатели режима для этих критериев будут одинаковы (различие будет лишь в их численной оценке), рассмотрим один из них, наиболее представительный, с нашей точки зрения, — минимум расхода $Q_{ГЭС}(t)$ из выражения (9.8). Тогда задачу 1 можно классифицировать как задачу Лагранжа на условный экстремум в дифференциальном исчислении. Для решения ее необходимо организовать такую целевую функцию Ф, которая бы учитывала ограничения (9.9) и (9.11). Учтем ограничения вида (9.9) введением неопределенных нетривиальных множителей Лагранжа $\lambda(t)>0$, а (9.11) — штрафной

функцией $Ш$, т. е.

$$\Phi = Q_{\text{ГЭС}}(t) + \lambda(t)\left[N_{\text{ГЭС}}(t) - \sum_{i=0}^{z^0, s^0(t)} N_{ai}(t)\right] + Ш \Rightarrow \min. \quad (9.15)$$

Здесь

$$Ш = \frac{1}{2}\left[\sum_{i=0}^{z^0, s^0(t)} \mu_i (N_{ai}^{\text{мин}}(t) - N_{ai}(t))^2 \operatorname{sign}(N_{ai}^{\text{мин}}(t) - N_{ai}(t)) + \right.$$

$$\left. + \sum_{i=0}^{z^0, s^0(t)} \gamma_i (N_{ai}(t) - N_{ai}^{\text{макс}}(t))^2 \operatorname{sign}(N_{ai}(t) - N_{ai}^{\text{макс}}(t))\right], \quad (9.16)$$

где μ_i и γ_i $(i=1, 5, \ldots, z^0)$ — постоянные множители (эмпирические); $\operatorname{sign}(f^{\text{мин}}(x) - f(x)) = \operatorname{sign} u$ — функция-сигнатура, определяемая соотношениями

$$\operatorname{sign} u = \begin{cases} 1 & \text{при } u \geqslant 0; \\ 0 & \text{при } u < 0. \end{cases} \quad (9.17)$$

Необходимое условие экстремума (9.15) можно найти решением уравнения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial N_{ai}} = 0 \, (i = 1, 2, \ldots, z^0), \quad (9.18)$$

и балансового условия (9.9). Таким образом, для (z^0+1)-го уравнения переменных [N_{ai} и $\lambda(t)$] имеем z^0+1 уравнений. Если эти уравнения несовместны и имеется решение исходной задачи, то оно будет соответствовать также решению (9.15).

Поскольку при $H_{ai}=H_{aj}=\text{const}$ режимы агрегатов независимы друг от друга, то условие (9.18) приобретает вид:

$$\frac{\partial Q_{ai}}{\partial N_{ai}} - \lambda(t) + \frac{\partial Ш}{\partial N_{ai}} = 0 \ (i = 1, 2, \ldots, z^0), \quad (9.19)$$

или

$$\frac{\partial Q_{a1}^*}{\partial N_{a1}} = \frac{\partial Q_{a2}}{\partial N_{a2}} = \ldots = \frac{\partial Q_{az^0}^*}{\partial N_{az^0}} = \lambda(t), \quad (9.20)$$

где

$$\frac{\partial Q_{ai}^*}{\partial N_{ai}} = \frac{\partial Q_{ai}}{\partial N_{ai}} - \mu_i (N_{ai}^{\text{мин}} - N_{ai}) \operatorname{sign}(N_{ai}^{\text{мин}} - N_{ai}) +$$

$$+ \gamma_i (N_{ai} - N_{ai}^{\text{макс}}) \operatorname{sign}(N_{ai} - N_{ai}^{\text{макс}}). \quad (9.21)$$

Уравнение (9.20) отражает равенство дифференциальных показателей режимов гидроагрегата при условии задания и использования ранее принятых обозначений в следующем виде:

$$q_{ai}(N_{ai}) = \begin{cases} q_{ai}(N_{ai}) + \mu(N_{ai}^{\text{мин}} - N_{ai}) & \text{при } N_{ai} \leqslant N_{ai}^{\text{мин}}; \\ q_{ai}(N_{ai}) & \text{при } N_{ai}^{\text{мин}} < N_{ai} < N_{ai}^{\text{макс}}; \\ q_{ai}(N_{ai}) + \gamma(N_{ai} - N_{ai}^{\text{макс}}) & \text{при } N_{ai} > N_{ai}^{\text{макс}}. \end{cases} \quad (9.22)$$

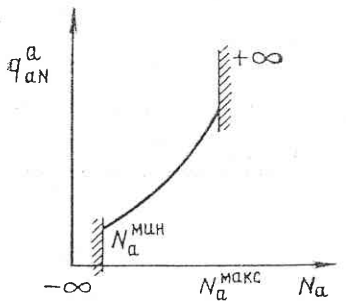


Рис. 9.1. Дифференциальная характеристика гидроагрегата при $H_a=\text{const}$

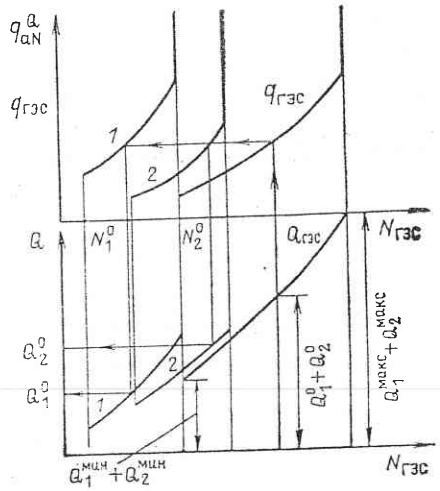


Рис. 9.2. Оптимальное распределение нагрузки между двумя гидроагрегатами по дифференциальным характеристикам

При $\mu_i \to \infty$ и $\gamma_i \to \infty$ (фиксация N_{ai} на предельных значениях) получаем следующую форму представления характеристик $q_a(N_a)$ с учетом (9.11):

$$q_a(N_{ai}) = \begin{cases} -\infty & \text{при } N_{ai} \leqslant N_{ai}^{\text{мин}}; \\ q_a(N_{ai}) & \text{при } N_{ai}^{\text{мин}} < N_{ai} < N_a^{\text{макс}}; \\ +\infty & \text{при } N_{ai} \geqslant N_{ai}^{\text{макс}}. \end{cases} \quad (9.23)$$

В этом случае *необходимое условие оптимального распределения нагрузки* $N_{\text{ГЭС}}(t)$ *для заданного состава из z работающих агрегатов по критерию (9.8) примет вид:*

$$q_{a1}(N_{a1}(t)) = \ldots = q_{az}(N_{az}(t)) = q_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}}(t)) = \lambda(t). \quad (9.24)$$

На рис. 9.1 показана дифференциальная характеристика гидроагрегата при $H_a=\text{const}$. Общий вид энергетических характеристик ГЭС и оптимальное распределение нагрузки между двумя включенными гидроагрегатами по критерию (9.8) показаны на рис. 9.2. Стрелками пояснена последовательность расчета оптимального режима ГЭС при нагрузке, равной A. При любом отклонении от условия (9.24) появляются режимные потери $\Delta Q_{\text{реж}}$:

$$\Delta Q_{\text{реж}} = Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{опт}}, \quad (9.25)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{опт}}$ — оптимальный (минимальный) расход ГЭС при заданной нагрузке $N_{\text{ГЭС}}$.

Потери $\Delta Q_{\text{реж}}$ будут тем больше, чем более выпуклы расходные характеристики агрегатов. Расходная характеристика ГЭС, построенная по условию (9.24), будет всегда обеспечивать покрытие заданной мощности $N_{\text{ГЭС}}$ с минимальным (т. е. оптимальным) расходом

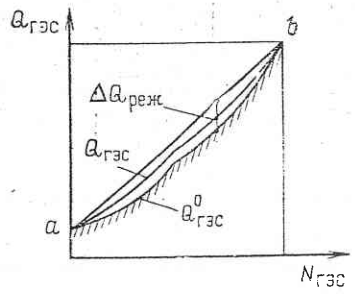


Рис. 9.3. Расходная характеристика ГЭС при разных способах распределения нагрузки

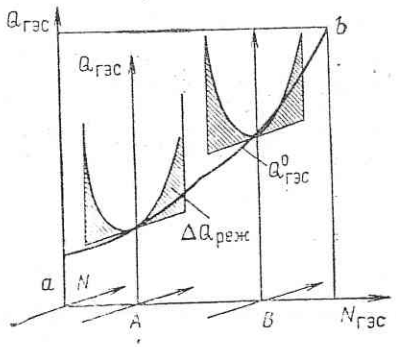


Рис. 9.4. Оптимальная расходная характеристика двухагрегатной ГЭС

$Q^{опт}_{ГЭС}$. На рис. 9.3 представлены в общем виде расходные характеристики двухагрегатной ГЭС для оптимального ($Q^{опт}_{ГЭС}$) и неоптимальных ($Q_{ГЭС}$) способов распределения $N_{ГЭС}$. Как видно, при заданном произвольном значении $Q_{ГЭС}$ оптимальная характеристика $Q^{опт}_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ обеспечивает получение самого максимального значения $N_{ГЭС}$ из всех возможных, т. е. решается задача, обратная поставленной. Вследствие этого в дальнейшем будет рассматриваться в зависимости от удобства пояснения физического смысла задачи 1 прямая или обратная её постановка.

На рис. 9.4 путем введения дополнительной координаты пояснено, что $Q^{опт}_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ является геометрическим местом точек, соответствующих минимуму $Q_{ГЭС}$ для заданного $N_{ГЭС}$.

Учет потерь мощности в водоподводящих сооружениях. Рассмотрим случай, когда $H_{ГЭС}(t) = H_{а.бл}(t)$. Здесь существенную роль будет играть схема подвода воды к агрегатам ГЭС. Она будет определять собой дополнительные потери мощности и приведет к неравенству напоров на разных агрегатах.

Для получения решения при $H_{ГЭС}(t) = H_{а.бл}(t) = \text{const}$ весьма эффективно использовать характеристики потерь мощности в элементах ГЭС при обратной постановке задачи, т. е. при заданном графике $Q_{ГЭС}(t)$.

Пусть на ГЭС имеются агрегаты с блочной гидравлической схемой подвода воды к ним и разными характеристиками водоводов $\Delta H_{вод} = \Delta H_{вод\,i}(Q_{ai})$, где $\Delta H_{вод} = kQ_a^m$. Потери мощности в водоводах рассчитываются по формуле

$$\Delta N_{вод} = 9{,}81 Q_a \Delta H_{вод} = 9{,}81 k Q_a^{m+1}. \qquad (9.26)$$

Очевидно, оптимальным распределением $Q_{ГЭС}$ при $H_{а.бл} = \text{const}$ будет такое, когда суммарные потери мощности на ГЭС

будут минимальными. Тогда целевая функция примет вид:

$$\Phi = \Delta N_{ГЭС}(t) + \lambda(t)\left[Q_{ГЭС}(t) - \sum_{i=1}^{z^0, s^0(t)} Q_{ai}(t)\right] + Ш \Rightarrow \min, \qquad (9.27)$$

где $Ш$ — штрафная функция, введенная для учета ограничений типа неравенств. Опуская подробные математические выкладки, можно записать, что оптимальное распределение $Q_{ГЭС}$ по критерию (9.27) для ГЭС с блочной схемой подвода воды к гидроагрегатам будет соответствовать следующему условию:

$$\frac{\partial N^*_{а.бл1}}{\partial Q_{a1}} = \frac{\partial \Delta N^*_{а.бл2}}{\partial Q_{a2}} = \ldots = \frac{\partial \Delta N^*_{а.блz}}{\partial Q_{az}} = \lambda(t) = \frac{\partial \Delta N^*_{ГЭС}}{\partial Q_{ГЭС}}, \qquad (9.28)$$

где $\Delta N^*_{а.бл} = \Delta N_{а.бл}(Q_{ai})$ — характеристики потерь мощности в гидроагрегатном блоке с учетом ограничений по Q_{ai}. Они соответствуют обычным потерям $\Delta N_{а.бл}(Q_{ai})$, взятым при $\mu_i \to \infty$ и $\gamma_i \to \infty$ (рис. 9.5,*а*):

$$\Delta N_{а.бл}(Q_a) = \begin{cases} -\infty & \text{при } Q_a \leqslant Q_a^{мин}; \\ \Delta N_{а.бл}(Q_a) & \text{при } Q_a^{мин} < Q_a < Q_a^{макс}; \\ +\infty & \text{при } Q_a \geqslant Q_a^{макс}. \end{cases} \qquad (9.29)$$

Характеристики относительных приростов $\Delta N_{а.бл}$ по Q_a, т. е. $q_{а.бл}(Q)$, могут быть рассчитаны по $\Delta N_{а.бл}(Q_a)$ при $H_{а.бл} = \text{const}$ методом конечных приращений. На рис. 9.5,*б* показана последовательность расчета $q_{а.бл}(Q_a)$ на основе баланса мощности в агрегатном блоке по формуле

$$q_{а.бл} = q_{а.бл}(Q_a) = \frac{\partial \Delta N_{а.бл}}{\partial Q_a} = \frac{\partial \Delta N_{вод}}{\partial Q_a} + \frac{\partial \Delta N_a}{\partial Q_a} = q_{вод}(Q_a) + q_a(Q_a). \qquad (9.30)$$

Из формулы (9.30) следует, что для получения $q_{а.бл}(Q_a)$ необходимо суммировать ординаты $q_{вод}(Q_a)$ и $q_a(Q_a)$ для каждого значения Q_a.

После расчета $q_{а.бл}(Q_a)$ для каждого блока процесс поиска решения (9.27) аналогичен случаю решения прямой задачи, рассмотренному на рис. 9.2.

Получив таким образом оптимальную характеристику $\Delta N^{опт}_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$, ее несложно пересчитать в расходную $N^{опт}_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$ с использованием баланса мощностей в агрегатных блоках:

$$N^{опт}_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = N^{под}_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) - \Delta N^{опт}_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = 9{,}81 H_{а.бл} Q_{ГЭС} - \Delta N^{опт}_{ГЭС}(Q_{ГЭС}), \qquad (9.31)$$

где $H_{а.бл}$ — заданная величина.

Если для полученной зависимости $N^{опт}_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$ требуется найти решение прямой задачи, т. е. при заданном $N_{ГЭС}$ найти оптимальную нагрузку агрегатов, то оно может быть осуществлено

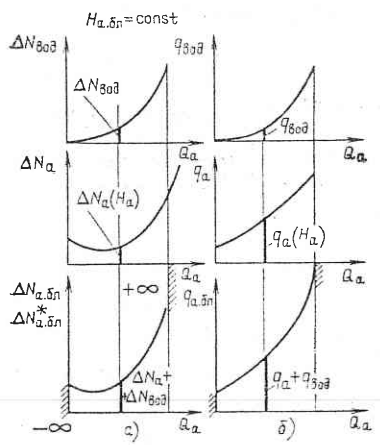


Рис. 9.5. Энергетические характеристики потерь мощности гидроагрегатного блока (*а*) и дифференциальные характеристики (*б*)

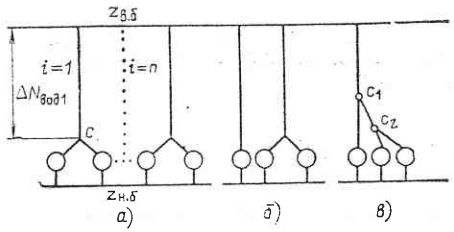


Рис. 9.6. Расчетные схемы подвода воды к агрегатам ГЭС:
а — в — варианты схем

в такой последовательности:

$$N_{ГЭС} \to Q^{опт}_{ГЭС}(N_{ГЭС}) \to \frac{\partial \Delta N_{ГЭС}}{\partial Q_{ГЭС}}(Q^{опт}_{ГЭС}) = \frac{\partial \Delta N_{а.бл1}}{\partial Q_{a1}} =$$

$$= \frac{\partial \Delta N_{а.бл2}}{\partial Q_{a2}} \to Q^{опт}_{a1} \to Q^{опт}_{a2} \to N_{a1}(Q^{опт}_{a1}) \to N_{a2}(Q^{опт}_{a2}).$$

Предположим, что схема подвода воды к агрегатам ГЭС не блочная (рис. 9.6). Для варианта схемы, приведенного на рис. 9.6,*а*, возможны два случая. Первый случай, когда на ГЭС один водовод и два разных гидроагрегата. Тогда сначала необходимо построить характеристику потерь $\Delta N_{вод1}$ на участке от $z_{в.б}$ до точки разветвления c. Режим на этом участке не зависит от распределения $Q_{ГЭС}$ и является функцией всего расхода ГЭС. Для заданной характеристики потерь напора этого участка несложно рассчитать $\Delta H_{вод1}$ и для каждого $Q_{ГЭС}$ найти напор на участке c—$z_{н.б}$, т. е. решить задачу, аналогичную рассмотренной при $H_{а.бл}$=const. Во втором случае, когда на ГЭС n разных водоводов для разных гидроагрегатов, для каждого водовода необходиво найти решение общей задачи распределения $Q_{вод i}$ (от 0 до $Q_{ГЭС}$), где $i=1, 2, \ldots, n$, т. е. свести этот случай к блочной задаче.

Аналогично следует поступить и при варианте схемы на рис. 9.6,*б*. Для варианта схемы, приведенного на рис. 9.6,*в*, необходимо сначала выделить потери напора на участке $z_{в.б}$ — c_1, т. е. практически свести задачу к варианту, приведенному на рис. 9.6,*б*, а затем к варианту на рис. 9.6,*а*.

Общий случай расчета энергетических характеристик ГЭС для задачи 1 при переменных во времени напорах ГЭС и агрегатов [т. е. $H_{ГЭС}(t)$=var]. Очевидно, что здесь режимы агрегатов будут взаимосвязаны, так как при любом изменении Q_{ai} на dQ_{ai} одновременно изменятся потери напора в соответствующих элементах ГЭС в зависимости от ее типа (русловая, плотинная, деривационная). Это означает, что при оптимизации внутристанционных режимов ГЭС в ее энергетической характеристике необходимо учитывать изменение напоров от изменений режима каждого агрегата.

Существует также и взаимосвязь режимов ГЭС во времени, что требует использования в расчетах интегральных критериев вида (9.1)—(9.4) или (9.14) в зависимости от задачи.

Выше было сказано, что основная задача и обратная взаимосвязаны и взаимозаменяемы, т. е. решение для одной задачи можно использовать для решения взаимообратной задачи. В связи с этим анализ методики получения энергетических характеристик ГЭС в общем случае для задачи 1 будем проводить на примере обратной задачи, где в качестве определяющего параметра используется расход ГЭС $Q_{ГЭС}$.

Требуется найти оптимальный установившийся режим ГЭС за $T=t_к-t_0$ при $z_{в.б}=z_{в.б0}z_{н.б}=z_{н.б0}$ и известном стоке через створ по критерию (9.14) ($Э_{ГЭС}\to\max$) при заданных энергетических характеристиках каждого этапа преобразования энергии для ГЭС

$$W_{ГЭС} - \int_{t_0}^{t_к} Q_{ГЭС}(t)\,dt = W_{ГЭС} - \int_{t_0}^{t_к} \sum_{i=0}^{z^0, s^0(t)} Q_{ai}(t)\,dt = 0. \qquad (9.32)$$

В качестве переменных параметров примем $Q_{ai}(t)$. Поставленная задача относится к классу вариационных с изопериметрическими условиями в предположении учета в указанных энергетических характеристиках ограничений типа неравенств.

Экстремум (9.14) достигается на тех же экстремалях, что и экстремумы выражения

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_к} (N_{ГЭС}(t) + \lambda_{ГЭС} Q_{ГЭС}(t))\,dt = F(t)\,dt \Rightarrow \max. \qquad (9.33)$$

Известно, что максимум (9.33) имеет место, если $i=1, 2, \ldots, z^0$ — экстремали, т. е. вдоль них будет выполняться условие Эйлера — необходимое условие экстремума функционала (9.33):

$$F_{Q_{ai}} - \frac{d}{dt} F_{Q'_{ai}} = 0; \quad i = 1, 2, \ldots, z^0; \qquad (9.34)$$

$$F_{Q_{ai}} = \frac{\partial F}{\partial Q_{ai}} F_{Q'_{ai}} = \frac{\partial F}{\partial Q'_{ai}}; \quad Q'_{ai} = \frac{dQ_{ai}}{dt}. \qquad (9.35)$$

Для установившегося режима (9.34) запишем:

$$\frac{\partial N_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} - \lambda_{ГЭС} = 0; \quad i = 1, 2, \ldots, z^0, \qquad (9.36)$$

или

$$q^N_{ГЭСQi}(Q_{ai}) = \ldots = q^N_{ГЭСQz^0}(Q_{az^0}) = \lambda_{ГЭС} = \text{const}. \qquad (9.37)$$

Из формулы (9.37) следует, что оптимальный режим работы ГЭС соответствует постоянной нагрузке гидроагрегатов, распределенной в соответствии с их дифференциальными показателями, учитывающими особенности всего технологического процесса преобразования энергии на ГЭС.

Если вместо стока по (9.32) на ГЭС задан режим попусков, то вместо (9.36) и (9.37) получим соответственно

$$\frac{\partial N_{\text{ГЭС}}}{\partial Q_{\text{a}i}} - \lambda\left(Q_{\text{ГЭС}}(t)\right) = 0; \quad i = 1, 2, \ldots, z^0; \tag{9.38}$$

$$q^N_{\text{ГЭС}\,Q_1}\left(Q_{\text{a}1}(t)\right) = \ldots = q_{\text{ГЭС}\,Q_{z^0}}\left(Q_{\text{a}z^0}(t)\right) = \lambda(t). \tag{9.39}$$

Достаточность получения условий обеспечивается требованиями вогнутости дифференциальных характеристик $q^N_{\text{ГЭС}Q_{\text{a}}}(Q_{\text{a}})$.

Расчет $q^N_{\text{ГЭС}Q_{\text{a}}}(Q_{\text{a}})$ следует производить с учетом баланса мощности и энергии на ГЭС по характеристикам потерь мощности или расхода с использованием последующих выражений:

$$\frac{\partial N_{\text{ГЭС}}}{\partial Q_{\text{a}i}} = \frac{\partial\left(N^{\text{под}}_{\text{гу}} - \sum_{j=1}^{n}\Delta N_j\right)}{\partial Q_{\text{a}j}} = \frac{H^{\text{под}}_{\text{гу}}}{102} - \sum_{j=1}^{n}\frac{\partial \Delta N_i}{\partial Q_{\text{a}i}} =$$

$$= \frac{H^{\text{под}}_{\text{гу}}}{102} - \sum_{j=1}^{n} q^{\Delta N}_{jQ}(Q_j) = q^N_{\text{ГЭС}Q}(Q_{\text{ГЭС}}), \tag{9.40}$$

где $q^{\Delta N}_{jQ}(Q_j)$ — дифференциальные показатели этапов технологического процесса ГЭС.

Для выпуклых характеристик $q^{\Delta N}_{jQ}(Q_j)$ дифференциальная характеристика $q^N_{\text{ГЭС}\,Q}(Q_{\text{ГЭС}})$ при $z = \text{const}$ вогнута, что обеспечивает достаточность условия (9.39).

Для заданного графика попусков $Q_{\text{ГЭС}}(t)$ расчет $q^N_{\text{ГЭС}Q}(Q_{\text{ГЭС}})$ оптимального распределения нагрузки между включенными гидроагрегатами z^0 можно производить в следующей последовательности:

$$H^{\text{под}}_{\text{гу}},\ Q_{\text{ГЭС}} \rightarrow \Delta h_{\text{сраб}},\ \Delta h_{\text{СУС}};$$

$$\Delta h_{\text{дер}},\ \Delta z_{\text{н.б}} \rightarrow q^{\Delta N}_{\text{в.б}},\ q^{\Delta N}_{\text{СУС}};$$

$$q^{\Delta N}_{\text{дер}},\ q^{\Delta N}_{\text{н.б}} \rightarrow H_{\text{а.бл}} \rightarrow q_{\text{а.бл}Q_1} = \ldots = q^{\Delta N}_{\text{а.бл}Q_{z^0}} =$$

$$= q^{\Delta N}_{\text{а.бл}}(Q_{\text{ГЭС}}) \rightarrow N^{\text{опт}}_{\text{ГЭС}} \rightarrow q^N_{\text{ГЭС}\,Q}(Q_{\text{ГЭС}}).$$

Расчет оптимального распределения $Q_{\text{ГЭС}}$ между гидроагрегатными блоками производится методом, описанным выше для случая плотинной ГЭС. Значение $q^N_{\text{ГЭС}Q}(Q_{\text{ГЭС}})$ определяется путем вычитания дифференциальных показателей каждого этапа технологического процесса на ГЭС из $H^{\text{под}}_{\text{гу}}/102$ — см. формулу (9.40).

Полученная энергетическая характеристика ГЭС в целом может использоваться при оптимизации режимов энергосистемы. На ее основе можно получить любые показатели режима ГЭС и представить эти функциональные зависимости в любом виде, в том числе и графическом.

Заметим, что выражение (9.40) справедливо для любых ГЭС и отличается наличием того или иного этапа технологического процесса. Общая часть для всех ГЭС — дифференциальные характеристики гидроагрегатов при заданном напоре на них, т. е. $q^{\Delta N}_{\text{a}Q}(H_{\text{a}})$. Учет дополнительных потерь вызовет увеличение суммарных потерь и уменьшение дифференциального показателя ГЭС $q^N_{\text{ГЭС}Q}(Q_{\text{ГЭС}})$, т. е. ухудшение энергетических характеристик ГЭС в целом при $z^0 = \text{const}$ (рис. 9.7).

Полученные дифференциальные характеристики ГЭС можно использовать и для решения прямой задачи. Для этого необходимо найти $q^N_{\text{ГЭС}Q}(N_{\text{ГЭС}})$ как величину, обратную $q^N_{\text{ГЭС}Q}(Q_{\text{ГЭС}})$. При этом расчет $N_{\text{ГЭС}}$ можно вести итерационным путем с использованием в качестве переменной $Q_{\text{ГЭС}}$. В отдельных случаях возможно представление $q^Q_{\text{ГЭС}N}(N_{\text{ГЭС}})$ и в графическом виде.

Задача 1 для случая, когда не выполняются достаточные условия экстремума рассматриваемого критерия оптимальности. Этот случай особенно характерен для высоконапорных радиально-осевых гидроагрегатов.

Эта задача является целочисленной даже при заданном числе работающих агрегатов и может быть наиболее эффективно решена методами динамического программирования или ветвей и границ. Для повышения точности расчетов следует пользоваться характеристиками потерь мощности ΔN_{a} или расхода ΔQ_{a} в агрегатах.

Задача 2. Оптимизация внутристанционных режимов ГЭС в целом. Она соответствует поиску оптимального числа и состава работающих гидроагрегатов при заданном способе распределения мощности или расхода между ними.

Выше было показано, что учет потерь мощности в элементах технологического процесса ГЭС сводится лишь к внесению поправок в характеристики гидроагрегатов. В связи с этим рассмотрим особенности решения задачи 2 для наиболее простого и наглядного случая, когда требуется оптимальным образом распределить $N_{\text{ГЭС}}(t)$ по критерию (9.8) при $H_{\text{a}i}(t) = H_{\text{a}j}(t) = \text{const}$. Распределение нагрузки для каждого заданного варианта числа и состава агрегатов произведем по (9.24). Предположим, что включение-отключение агрегатов происходит мгновенно, т. е. пусковые потери расхода равны нулю.

Пусть на ГЭС установлены три разных по характеристикам агрегата с одинаковой установленной мощностью $N_{\text{a}}^{\text{уст}}$. При этом возможны различные варианты взаимного расположения абсолютных и дифференциальных характеристик агрегатов. Остановимся лишь на наиболее представительном, с нашей точки зрения,

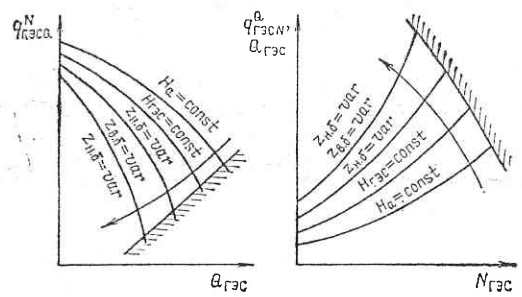


Рис. 9.7. Общий характер изменения дифференциальных характеристик ГЭС с учетом технологических потерь

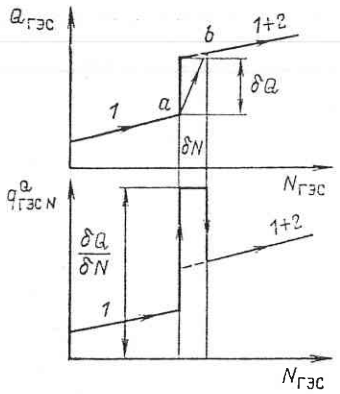


Рис. 9.9. Учет неоптимального включения гидроагрегатов в энергетических характеристиках

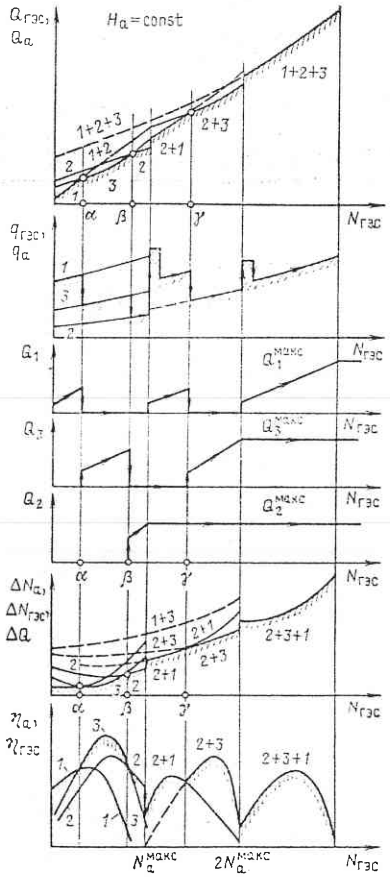


Рис. 9.8. Энергетические характеристики ГЭС с тремя разными агрегатами

случае, когда расходные характеристики пересекаются (рис. 9.8). Предположим, что нагрузка ГЭС непрерывно меняется от нуля до $N^{уст}_{ГЭС}$ и обратно, причем вероятность появления каждого значения одинакова. Тогда энергетические характеристики ГЭС с разнотипным оборудованием можно представить в графическом виде.

Выбор оптимального числа и состава гидроагрегатов следует производить по характеристикам потерь мощности (расхода) или рабочим характеристикам.

Для диапазона нагрузок от нуля до $N_a^{макс}$ оптимальное число агрегатов равно одному. Причем от нуля до α следует включить 1-й агрегат, от α до β — 3-й и от β до $N_a^{макс}$ — 2-й. Любое другое число включенных гидроагрегатов дает большее значение потерь (рис. 9.8).

Значительно сложнее выбрать состав агрегатов для $N_{ГЭС}$ в диапазоне от $N_a^{макс}$ до $2N_a^{макс}$. При $N_a^{макс} - dN$ всю нагрузку ГЭС несет 2-й гидроагрегат. Для $N_a^{макс} + dN$, очевидно, лучшим сочетанием будет 1-й и 2-й, так как 1-й гидроагрегат при малых нагрузках имеет лучшие значения ΔN_a и Q_a. При работе 1-го и 2-го гидроагрегатов в зоне от $N_a^{макс}$ до $N_a^{макс} + dN$ 2-й гидроагрегат загрузится полностью, а 1-й будет покрывать весь прирост нагрузки ГЭС. Однако подобная картина будет наблюдаться только до точки γ. Потом более рациональным будет переход на новый состав из 2-го и 3-го гидроагрегатов. Состав из 3-го и 1-го гидроагрегатов нерационален в диапазоне $N_{ГЭС}$ от $N_a^{макс}$ до $2N_a^{макс}$. В точке $N_{ГЭС} = 2N_a^{макс}$ включается 1-й гидроагрегат и все три гидроагрегата покрывают нагрузку ГЭС. Для нагрузки ГЭС в $N_a^{макс}$ и $2N_a^{макс}$ при мгновенном пуске гидроагрегатов $\Delta N_{ГЭС}$ и $\Delta Q_{ГЭС}$ меняются скачкообразно, т. е. здесь $q^Q_{ГЭС\,N} \to \infty$. Практически же пуск-остановка гидроагрегата происходит не мгновенно. Для учета баланса расходов агрегатов можно представить дифференциальную характеристику ГЭС следующим образом. Пусть в пределах некоторого малого значения δN после пуска агрегата расход и потери ГЭС меняются от точки a до b по линейному закону (рис. 9.9). Это означает, что в зоне δN значение $q_{ГЭС}$ постоянно.

После нахождения по $\Delta N_{ГЭС}$ точек включения-отключения гидроагрегатов можно построить и все другие энергетические характеристики ГЭС.

Расходная характеристика будет кусочно-непрерывной с конечным числом точек разрыва первого рода.

Дифференциальная характеристика ГЭС имеет более сложный характер. Она же служит основой для расчета $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ при любом заданном числе и составе включенных гидроагрегатов. Коэффициент полезного действия ГЭС при H_a=const можно рассчитать по формуле

$$\eta_{ГЭС} = \frac{N_{ГЭС}}{N^{под}_{ГЭС}} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{s^0, z^0} Q_{ai}\,\eta_{ai}}{\sum\limits_{i=1}^{z^0, s^0} Q_{ai}}. \qquad (9.41)$$

Рассмотрим, как повлияет на результаты решения предыдущей задачи учет ограничений на число пуско-остановочных операций. Конечно, основное значение здесь будет иметь характер изменения $N_{ГЭС}$ во времени.

Предположим, что вероятность появления каждого значения $N_{ГЭС}$ по времени одинакова. Тогда для случая, рассмотренного на рис. 9.8, 1-й гидроагрегат имеет пять пуско-остановочных операций, 2-й — одну и 3-й — три в диапазоне нагрузок от $N_{ГЭС} = 0$ до $N^{уст}_{ГЭС}$.

Ясно, что при таком числе операций 1-й гидроагрегат будет изнашиваться значительно быстрее других. Это ухудшает его характеристики и снижает на-

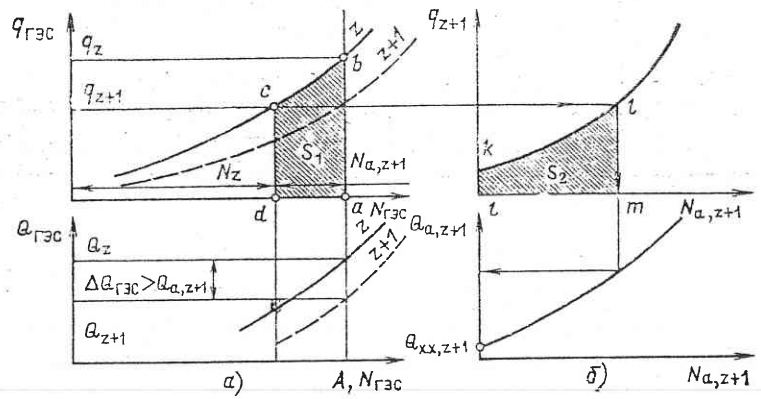


Рис. 9.10. Расчет эффективности включения-отключения гидроагрегатов

дежность работы. В связи с этим на ГЭС между гидроагрегатами обычно выравнивается общее число пусков. Как правило, ограничиваются двумя пуско-остановочными операциями для одного гидроагрегата в сутки.

Например, по рис. 9.8 можно считать, что от 0 до $N_a^{макс}$ работает 2-й гидроагрегат, затем до $2N_a^{макс}$ — 2-й и 1-й и далее включается 3-й гидроагрегаты. Естественно, что при этом будут иметь место дополнительные режимные потери расхода. Однако эти потери в какой-то мере могут быть компенсированы уменьшением числа операций по пуску-остановке для всех гидроагрегатов — до одной операции. Это повысит надежность работы гидроагрегатов и снизит затраты на ремонт оборудования. Кроме того, снизятся и потери расхода, неизбежные при пуско-остановочных операциях.

При учете ограничений режима ГЭС по числу пуско-остановочных операций одноцелевая скалярная задача оптимизации внутристанционных режимов ГЭС превращается в многоцелевую векторную задачу. Рассматриваемая задача существенно усложнится и при учете разной вероятности работы ГЭС с различной нагрузкой, неустановившихся режимов в бьефах, переменного значения cos φ, заданного графика отдачи ГЭС по реактивной мощности и т. д.

Все, что было сказано выше, относилось к малоагрегатным ГЭС, где включение-отключение каждого гидроагрегата существенно влияет на все энергетические показатели электростанции. Однако уже было отмечено, что при увеличении числа включенных гидроагрегатов рабочие характеристики или характеристики потерь мощности становятся все более пологими. Это означает, что при большом числе работающих гидроагрегатов определить целесообразность включения-отключения гидроагрегатов по абсолютным показателям без использования ЭВМ сложно.

В этих условиях при определении критерия целесообразности включения следующего гидроагрегата можно воспользоваться следующими соображениями. Пусть на ГЭС нагрузка A распределялась на z гидроагрегатов с энергетическими характеристиками, показанными на рис. 9.10,*а*. Рассмотрим, как изменятся

эти характеристики при включении $(z+1)$-го гидроагрегата с характеристиками, приведенными на рис. 9.10,*б*.

При $N_{ГЭС} = A$ дифференциальный показатель ГЭС снизится с q_z до q_{z+1}, нагрузка z гидроагрегатов снизится до N_z, а для $(z+1)$-го будет равна N_{z+1}.

Очевидно, что при этом суммарный расход ГЭС при z работающих гидроагрегатах будет равен

$$Q_{ГЭС} = \sum_{i=1}^{z} Q_{x.xi} + \int_0^{q_z} N_{ai}(q_a)\,dq_a = \sum_{i=1}^{z} Q_{ai}(q_{az}). \qquad (9.42)$$

Соответственно при числе работающих гидроагрегатов $z+1$

$$Q_{ГЭСz+1} = \sum_{i=1}^{z+1} Q_{ai} = \left[\sum_{i=1}^{z} Q_{x.xi} + \int_0^{q_{z+1}} N_{ai}(q_a)\,dq_a\right] + Q_{x.xz+1} + \int_0^{q_{z+1}} N_{az+1}(q_a)\,dq_a =$$

$$= \sum_{i=1}^{z} Q_{ai}(q_{az+1}) + Q_{az+1}(q_{az+2i}) = \sum_{i=1}^{z} Q_{ai}(q_{az+1}) + q_{z+1}^{уд} N_{z+1}. \qquad (9.43)$$

Тогда включение $(z+1)$-го гидроагрегата будет эффективно при $Q_{ГЭС\,z+1} < Q_{ГЭС}$, т. е.

$$\int_0^{q_z} N_{ГЭС}(q_{ГЭС})\,dq_{ГЭС} - \int_0^{q_{z+1}} N_{ГЭС}(q_{ГЭС})\,dq_{ГЭС} - q_{ГЭС}^{уд} N_{z+1} > 0, \qquad (9.44)$$

или с учетом линейного характера $q_{ГЭС}$ $(N_{ГЭС})$ в зоне N_{z+1}

$$N_{z+1}\,0{,}5(q_z + q_{z+1}) - q_{z+1}^{уд} N_{z+1} > 0. \qquad (9.45)$$

Иными словами, включение $(z+1)$-го гидроагрегата эффективно при

$$0{,}5(q_z + q_{z+1}) > q_{z+1}^{уд}(N_{z+1}), \qquad (9.46)$$

т. е. когда средний показатель на характеристике относительных приростов ГЭС для z агрегатов до и после включения $(z+1)$-го агрегата больше удельного расхода включаемого агрегата при нагрузке N_{z+1}, равной

$$N_{z+1} = A - N_{ГЭСz}(q_{z+1}), \qquad (9.47)$$

где $q_{z+1} = q_{z+1}(A)$.

В графическом виде условие (9.46) означает, что площадь фигуры *abcd*, т. е. s_1, будет больше, чем сумма s_2 и $Q_{x.x(z+1)}$.

Отключение гидроагрегата, очевидно, будет целесообразно при неравенстве

$$0{,}5(q_z + q_{z+1}) < q_{z+1}^{уд}(N_{z+1}). \qquad (9.48)$$

Для многоагрегатной ГЭС представляется целесообразным построение ее энергетических характеристик в графическом виде лишь при одинаковых характеристиках агрегатных блоков или при использовании в расчетах «осредненного» агрегатного блока ГЭС. При этом, естественно, в решении задачи возникает ошибка. Различие между КПД «осредненного» и реального агрегатов может достигать 0,5—5 %.

Отметим, однако, что использование «осредненного» агрегата существенно упрощает все расчеты и их графическое наглядное представление в виде, удобном для оперативного персонала ГЭС при анализе ее режимов. К тому же ре-

шение всей задачи оптимизации внутристанционных режимов ГЭУ для одинаковых агрегатов дает весьма хорошие результаты по числу включенных агрегатов для каждой нагрузки гидроэлектростанции, т. е. по решению той части общей задачи, которая дает максимальный энергетический эффект. В среднем повышение КПД ГЭС за счет оптимизации числа работающих агрегатов составляет до 2 %, по составу — до 0,5 и по распределению нагрузки — до 0,3 %.

Использование одинаковых характеристик агрегатов широко распространено в проектных расчетах. Необходимость этого приема может быть обоснована и неточностью исходной информации, и погрешностями отработки сигналов в электромеханической системе управления режимом агрегатов ГЭС.

Задача оптимизации внутристанционных режимов НС и насосного режима ГАЭС. Общая постановка задачи для НС или насосного режима ГАЭС практически идентична задаче, рассмотренной для ГЭС — это организация эффективной работы этих ГЭУ с учетом их особенностей. Изменяется лишь исходная информация и ее общий вид, а также критерий оптимальности.

Например, в качестве критерия может быть принято обеспечение минимального потребления мощности из системы $N_{НС}(t)$ при заданных условиях работы и известной подаче во времени $Q_{НС}(t)$, т. е.

$$N_{НС}(t) = \sum_{i=1}^{z^0, s^0} N_{ai}(t) \Rightarrow \min \qquad (9.49)$$

при

$$Q_{НС}(t) = \sum_{i=1}^{z^0, s^0} Q_{ai}(t). \qquad (9.50)$$

Возможна и обратная задача, когда необходимо обеспечить при известном графике $N_{НС}(t)$ максимум подачи $Q_{НС}(t)$.

Для насосного режима ГАЭС критерием оптимальности может быть обеспечение заданного графика $N^{зар}_{ГАЭС}(t)$ при максимальном объеме закачиваемой в верхний бассейн воды за период $T = t_к - t_0$

$$J = \int_{t_0}^{t_к} Q_{НС}(t)\, dt \Rightarrow \max. \qquad (9.51)$$

Естественно, что при решении указанных задач должны учитываться все возможные технологические, условные и безусловные ограничения режима насосных агрегатов и ГЭУ в целом.

Для насосных станций и ГАЭС в насосном режиме в отличие от ГЭС имеется особенность: крупные обратимые радиально-осевые гидромашины при постоянных уровнях бьефов имеют только один допустимый режим по $N_{НС}$ или $Q_{НС}$. Это означает, что для НС в целом число таких режимов определяется только разнотипностью агрегатов и их числом. На рис. 9.11 представлена расходная характеристика НС с тремя разными обратимыми гидромашинами при $z_{в.б} = \text{const}$ и $z_{н.б} = \text{const}$. Некоторая возможность

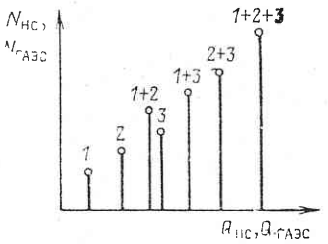


Рис. 9.11. Энергетическая характеристика насосного режима ГАЭС с тремя разными обратимыми радиально-осевыми гидромашинами

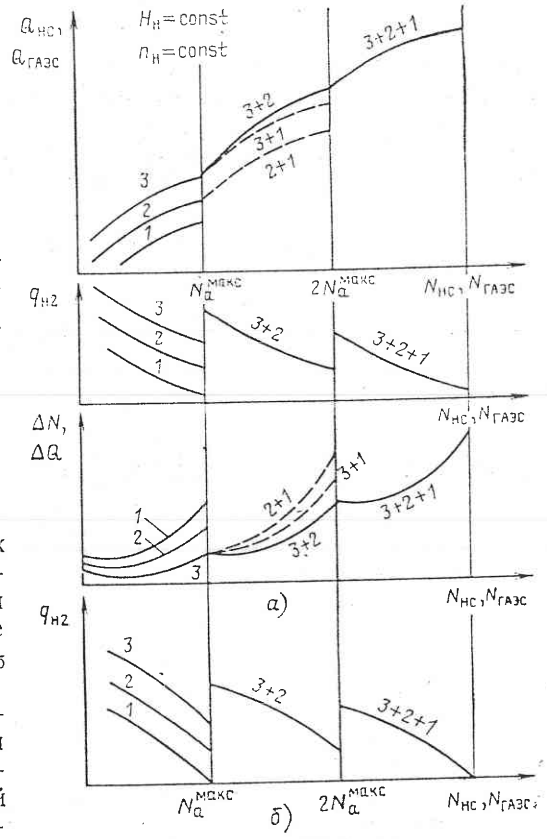


Рис. 9.12. Энергетические характеристики насосного режима ГАЭС с тремя разными обратимыми осевыми (*а*) и диагональными (*б*) гидроагрегатами

управления режимами этих гидромашин и распределение нагрузки между ними появляется лишь при учете изменения во времени $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$.

Если на ГАЭС установлены обратимые осевые и диагональные гидромашины, то решение поставленной задачи для насосного режима имеет много общего с реализацией ее для ГЭС. Например, когда на ГАЭС $H_{ai} = H_{ji} = \text{const}$, необходимое условие распределения подачи $Q_{НС}(t)$ и $N_{НС}(t)$ может быть записано в виде

$$q_{н1}(t) = q_{н2}(t) = \ \ldots\ = q_{нz}(t) = q_{НС}(t) = \lambda(t), \qquad (9.52)$$

где $q_н = \dfrac{\partial N_{дв}}{\partial Q_a}$ для распределения $Q_{НС}(t)$ и $q_н = \dfrac{\partial Q_{НС}}{\partial N_{дв}}$ для распределения $N_{НС}(t)$.

Достаточность полученных условий будет справедлива только для рабочей зоны нагрузок обратимых диагональных и осевых гидромашин.

Выбор оптимального числа и состава работающих агрегатов НС производится, так же как и для ГЭС, по характеристикам потерь в агрегатах. Эти же характеристики определяют и точки включения-отключения агрегатов.

В качестве примера на рис. 9.12,*а* представлены характеристики малоагрегатной ($z = 3$) НС или насосного режима ГАЭС с обратимыми осевыми гидромашинами при $n_в = \text{const}$ и $H_{ai}(t) =$

$=H_{aj}(t)=\text{const}$ и заданном непрерывном графике $H_{НС}(t)$. На рис. 9.12,*б* показан общий вид $q_н(N_{НС})$ для электростанции с обратимыми диагональными гидромашинами, имеющими несколько другой вид, чем для осевых гидромашин.

Если в точке включения следующего агрегата потери ΔN_a или $Q_{НС}$ изменяются скачкообразно, то на характеристике относительного прироста станции необходим учет этого обстоятельства, так же как и для ГЭС.

9.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭУ С ОДИНАКОВЫМИ АГРЕГАТАМИ

Постановка общей задачи оптимизации внутристанционных режимов ГЭУ здесь полностью совпадает с описанной в § 9.2. Единственным, но существенным отличием будет одинаковость энергетических характеристик гидроагрегатов. В этом случае распределение нагрузки или расхода ГЭУ между включенными агрегатами должно всегда происходить равномерно. Этот тривиальный вывод следует из анализа необходимых условий оптимальности распределением нагрузки или расхода и одинаковости характеристики гидроагрегатов, т. е.

$$N_{агс}^{опт}=N_{ГЭС}/z^0. \qquad (9.53)$$

Состав включенного оборудования без учета фактора надежности не влияет на экономичность режима.

Для таких ГЭС весьма удобно представление их энергетических характеристик в графическом виде для различных условий работы: при $H_{ai}(t)=H_{aj}(t)=\text{const}$, $H_{ГЭС}(t)=H_{а.бл}(t)=\text{const}$ и т. д.

Рассмотрим особенности энергетических характеристик для ГЭС с наиболее простого случая: $H_{ai}(t)=H_{aj}(t)$. В качестве примера рассмотрим малоагрегатную ГЭС ($z=3$). Будем считать заданным график $N_{ГЭС}(t)$, при этом не будем учитывать ограничения по числу пусков-остановок агрегатов и потерям $\Delta Q_п$.

Необходимость пуска-остановки агрегата, как и ранее, будем определять по рабочим характеристикам или характеристикам потерь.

На рис. 9.13 дан пример построения энергетических характеристик ГЭС с тремя турбинами поворотно-лопастного и диагонального типов. В условиях равномерного распределения нагрузки увеличение числа гидроагрегатов до двух и трех означает необходимость умножения ординаты и абсциссы каждой точки характеристик $\Delta N_a(N_a)$ и $Q_a(N_a)$ соответственно на 2 и 3. Таким образом, любой луч, проведенный из начала координат, должен пересекать характеристики потерь и расходные $z^0=2$ и $z^0=3$. В точках, ординаты и абсциссы которых пропорциональны между собой:

$$\Delta N_{ГЭС1}:\Delta N_{ГЭС2}:\Delta N_{ГЭС3}=N_{ГЭС1}:N_{ГЭС2}:N_{ГЭС3}=1:2:3;$$

$$Q_{ГЭС1}:Q_{ГЭС2}:Q_{ГЭС3}=N_{ГЭС1}:N_{ГЭС2}:N_{ГЭС3}=1:2:3.$$

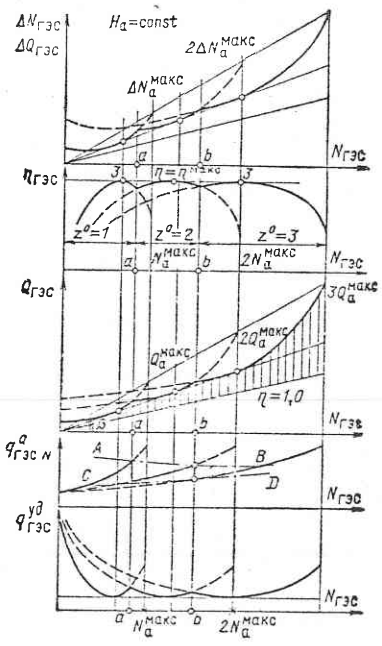


Рис. 9.13. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми гидроагрегатами при оптимальном включении для H_a=const

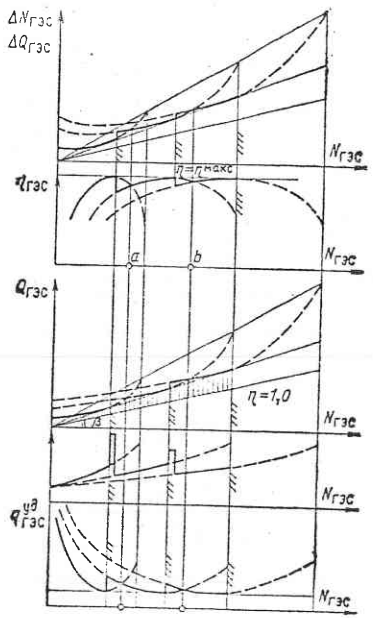


Рис. 9.14. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми гидроагрегатами при неоптимальном включении для H_a=const

Рабочая характеристика одного гидроагрегата при $z=2$ и $z=3$ будет перемещаться по горизонтали, т. е. при $\eta_{ГЭС1}=\eta_{ГЭС2}=\eta_{ГЭС3}$ соответствующие им мощности будут относиться $N_{ГЭС1}:N_{ГЭС2}:N_{ГЭС3}=1:2:3$.

То же самое будет происходить и с характеристикой $q^{уд}_{ГЭС}(N)$. Отсюда очевиден вывод: при постоянном напоре агрегатов максимальное значение КПД при увеличении числа работающих агрегатов не изменяется. Это означает, что луч, проведенный из начала координат через точку $\eta_a=$макс, должен касаться характеристик $\Delta N_{ГЭС}(N_{ГЭС})$, $z=1, 2, 3$. То же самое можно сказать и про характеристики $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$

Точки включения 2-го и 3-го гидроагрегатов определяются как пересечение характеристик потерь для $z=1$, $z=2$ и $z=2$, $z=3$ соответственно. Решением задачи является то число включенных гидроагрегатов, которое при заданном $N_{ГЭС}$ обеспечивает минимум $\Delta N_{ГЭС}$ и максимум КПД ГЭС; на рис. 9.13 от $N_{ГЭС}=0$ до точки a $z^0=1$, от a до b $z^0=2$ и затем $z^0=3$.

Вследствие того что $\Delta N_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ имеет в точках включения следующего агрегата излом, то $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ в этих же точках изменяются скачкообразно (рис. 9.13). Сами же характеристики

$q_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}})$ ($z=1, 2, 3$) перемещаются, как и рабочие, при увеличении числа включенных гидроагрегатов по горизонтали.

Отметим одну важную особенность рассмотренных характеристик: при увеличении числа включенных гидроагрегатов каждый последующий включается при большем КПД. Это объясняется значительным уменьшением пологости рабочих и расходных характеристик, а также характеристик потерь ГЭС. Отсюда следует, что угол наклона характеристики потерь или расходных характеристик к оси $N_{\text{ГЭС}}$ при включении 2-го и 3-го гидроагрегатов уменьшается (КПД растет). Следствием этого является уменьшение по абсолютному значению скачка на характеристике относительных приростов ГЭС при увеличении числа работающих гидроагрегатов. Если соединить между собой все верхние и нижние точки зависимости $q_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}})$, то полученные кривые AB и $CД$ должны при правильном их построении сближаться по мере увеличения $N_{\text{ГЭС}}$.

Рассмотренная картина будет иметь место при оптимальном по $\Delta N_{\text{ГЭС}}$ или $\eta_{\text{ГЭС}}$ включении гидроагрегатов.

На рис. 9.14 представлен случай, когда оптимальное включение невозможно из-за ограничений по $N_{\text{а}}^{\text{макс}}$. Включение 2-го и 3-го гидроагрегатов здесь происходит не в точках a и b, как на рис. 9.13, а левее их при $N_{\text{а}}^{\text{макс}}$ и $2N_{\text{а}}^{\text{макс}}$.

Следствием этого являются скачки $\Delta N_{\text{ГЭС}}$, $\eta_{\text{ГЭС}}$, $Q_{\text{ГЭС}}$ и $q_{\text{ГЭС}}^{\text{уд}}$ в точках включения 2-го и 3-го гидроагрегатов. Характеристика относительных приростов ГЭС в этих же точках имеет «столбообразное» изменение $q_{\text{ГЭС}}$, расчет которого производится согласно схеме, рассмотренной в § 9.2 и на рис. 9.9. Значения $q_{\text{ГЭС}}$ в точках отклонения гидроагрегатов с увеличением z будут уменьшаться в связи с уменьшением абсолютного значения скачков на $\Delta N_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}})$.

Естественно, что построенные энергетические характеристики ГЭС должны быть полностью согласованы друг с другом. Проверку этого нетрудно выполнить с использованием особых режимных точек.

Метод нахождения точек включения агрегатов, представленный на рис. 9.13, эффективен лишь для малоагрегатных ГЭС. Если рассматриваются многоагрегатные ГЭС, то в этом случае лучше находить точки включения агрегатов на основе следующих соображений. В точке перехода от z к $(z+1)$-му агрегату $N_{\text{ГЭС}}$ остается неизменной, изменяется лишь нагрузка каждого агрегата в отдельности, т. е.

$$N_{az}z = N_{a(z+1)}(z+1) = N_{\text{ГЭС}}, \tag{9.54}$$

где

$$N_{az} = N_{\text{ГЭС}}/z; \quad N_{a(z+1)} = N_{\text{ГЭС}}/(z+1).$$

Величины $N_{a(z)}$ и $N_{a(z+1)}$ на основе (9.54) находятся в следующем соотношении друг с другом:

$$N_{a(z+1)} = N_{az}\frac{z}{z+1}, \tag{9.55}$$

т. е. при росте числа включенных агрегатов нагрузка их будет уменьшаться по сравнению с нагрузкой агрегатов до включения следующего агрегата. Так, при $z=1$ $N_{az}=0{,}5N_{a1}$, при $z=2$ $N_{a3}=2/3N_{a2}$, при $z=3$ $N_{a4}=3/4N_{a3}$ и т. д. Использование соотношения (9.54) позволяет находить точки включения агрегатов с помощью рабочей характеристики одного агрегата. Для этого необходимо лишь перестроить $\eta_{a(z+1)}$ при $z=1$ в новые кривые, связывающие собой $N_{a(z+1)}$ с N_{az} с учетом (9.54). Точки пересечения их с рабочей характеристикой одного агрегата и определяют собой или $N_{a(z+1)}$, или N_{az} в точках перехода от одного числа агрегатов к другому (рис. 9.15).

Точно так же можно найти координаты точек включения агрегатов и по характеристике потерь.

Рассмотрим теперь общий вид основных энергетических характеристик ГЭС с одинаковыми агрегатами для нескольких значений напоров:

$$H_{\text{р}}^{N};\ H_{\text{ГЭС}}^{\text{мин}} = H_1 < H_{\text{р}}^{N};\ H_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}} = H_2 > H_{\text{р}}^{N}.$$

Из анализа, проведенного в гл. 8, следует, что при уменьшении напоров рабочие характеристики агрегатов, как правило, сдвигаются по значению $\eta_{\text{а}}^{\text{макс}}$ в сторону его уменьшения в зону меньших нагрузок. Следствием этого является то, что без учета ограничений режима координаты точек включения агрегатов при уменьшении напора также перемещаются в зону меньших значений. Линии включения при этом на $Q_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}})$ должны быть гладкими вогнутыми кривыми (рис. 9.16).

Энергетические характеристики ГЭС для случая, когда агрегаты включаются неоптимально по КПД или $\Delta N_{\text{ГЭС}}$ по условиям ограничений режима агрегатов, будут иметь несколько иной вид.

Более наглядно полученные результаты расчетов по поиску эффективного z^0 представляются на эксплуатационных характеристиках $\eta_{\text{ГЭС}} = \eta_{\text{ГЭС}}(H_{\text{а}}, N_{\text{ГЭС}})$ или $\eta_{\text{ГЭС}} = \eta_{\text{ГЭС}}(H_{\text{а}}, Q_{\text{ГЭС}})$.

На рис. 9.17 показано, как получить линию оптимального перехода от одного к двум агрегатам при изменениях $H_{\text{а}}$ и $N_{\text{ГЭС}}$. Для этого следует ординаты изолиний КПД для $z=1$ (точки *1—8* на рис. 9.17,*а*) умножить на 2. В результате будут получены изолинии КПД при работе двух агрегатов (точки *1′—8′* на рис. 9.17,*а*). Пересечение изолиний КПД определит точки перехода от $z^0=1$ к $z^0=2$. На рис. 9.17,*б* показан общий вид линии оптимального перехода от $z^0=1$ к $z^0=2$ при включении второго агрегата из-за ограничений по генератору и турбине (линия *abcd*).

Общий вид эксплуатационных характеристик ГЭС с тремя одинаковыми агрегатами показан в координатах $H_{\text{а}}$, $N_{\text{ГЭС}}$ и $H_{\text{а}}$, $Q_{\text{ГЭС}}$ (рис. 9.18).

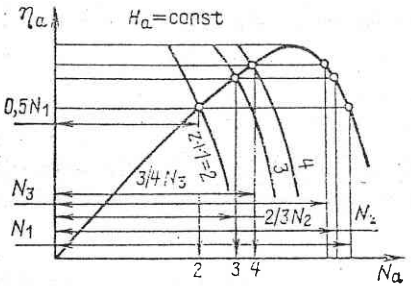


Рис. 9.15. Расчет координат точек оптимального включения-отключения агрегатов по рабочей характеристике

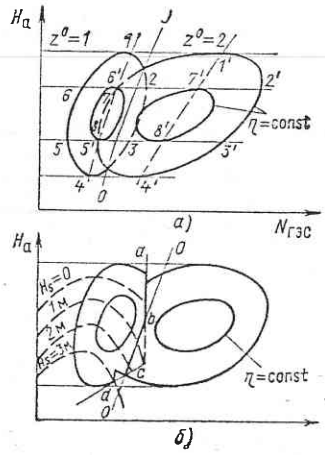


Рис. 9.17. Построение эксплуатационной характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами

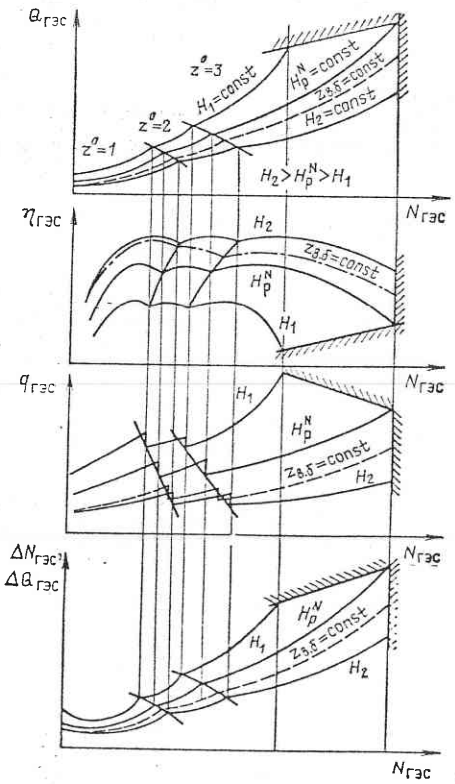


Рис. 9.16. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при переменном напоре

Потери мощности в водопроводящих сооружениях ГЭС можно учесть путем внесения поправок в энергетические характеристики при H_a=const. Для этого следует вначале получить характеристики всех потерь для разного числа включенных агрегатов (путем их суммирования при $N_{ГЭС}$=const) и затем по ним определить точки включения агрегатов.

Для учета изменения $z_{н.б}(Q_{ГЭС})$ или $Q_{х.сбр}=0$ и $z_{в.б}=\text{const}(H_{ГЭС}^{под}=\text{const})$ можно воспользоваться следующим алгоритмом для плотинной русловой ГЭС, где $H_{al} \approx H_{ГЭС}$ и $\Delta N_{вод} \to 0$.

При $z_{в.б}=\text{const}$ значение $H_a(N_{ГЭС})$ может быть найдено при использовании расходных характеристик ГЭС или $\Delta N_{ГЭС}(N_{ГЭС})$.

При $Q_{ГЭС}=0$ значение $H_a = H_{ГЭС}^{под}$. Тогда, задаваясь $Q_{ГЭС}=A$, находим по $z_{н.б}(Q_{н.б})$ значение $z_{н.б}(A)$, а следовательно, и $H_a(A)$. На расходной характеристике ГЭС определяем два значения напоров, между которыми находится $H_a(A)$. Тогда с учетом формул линейной интерполяции можно найти $N_{ГЭС}(z_{в.б}, A)$.

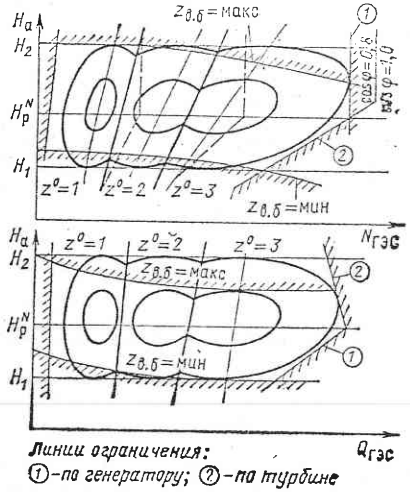


Рис. 9.18. Эксплуатационная характеристика ГЭС с одинаковыми агрегатами

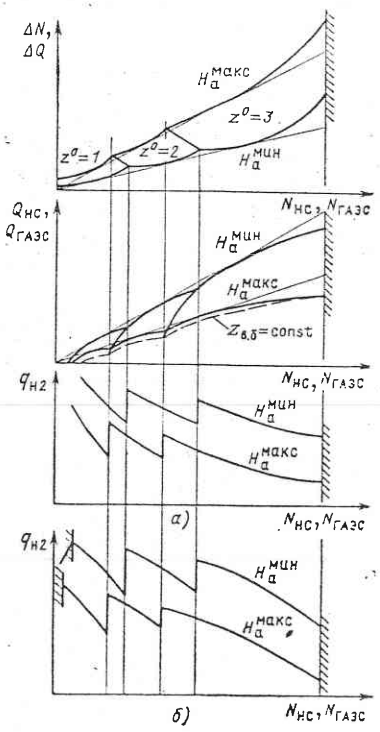


Рис. 9.19. Энергетические характеристики насосного режима ГАЭС с одинаковыми осевыми (*а*) и диагональными (*б*) агрегатами

Рассмотрев весь возможный диапазон $Q_{ГЭС}$, построим $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС}, z_{в.б})$. Точки перехода от z к $(z+1)$-му агрегату на рис. 9.16 определяются как пересечение $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС} z_{в.б})$ с линиями перехода на $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС}, H_a)$.

При наличии холостых сбросов расчет $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС}, z_{в.б})$ аналогичен рассмотренному алгоритму, но к $Q_{ГЭС}$ следует добавить $Q_{х.сбр}$ для расчета $z_{н.б}$. Учет $Q_{х.сбр}$ наиболее удобен при наличии напорных характеристик ГЭС (см. гл. 11). Расходные и другие характеристики ГЭС с учетом в них $Q_{х.сбр}$, как правило, не строятся.

Расходные характеристики ГЭС, построенные для $z_{в.б}^{мин}=\text{const}$ и $z_{в.б}^{макс}=\text{const}$, обычно наносятся на эксплуатационные характеристики ГЭС и служат верхней и нижней границей предельных режимов работы ГЭС по напору и мощности (рис. 9.18).

Если режимы ГЭС ограничены по каким-либо условиям для малых нагрузок, то при учете в целом всех рассмотренных ограничений на эксплуатационной характеристике получается зона допустимых режимов работы ГЭС (рис. 9.18).

Энергетические характеристики НС и ГАЭС с одинаковыми агрегатами. В турбинном режиме ГАЭС не будет иметь никаких особенностей по сравнению с ГЭС, кроме того что напор $H_{а.бл}$ на ГАЭС несовмещенного типа будет зависеть не столько от $Q_{ГАЭС}$, сколько от $z_{в.б}(t)$ и $z_{н.б}(t)$. Значение же $Q_{ГАЭС}$ будет влиять на $\Delta H_{вод}$ ($Q_{ГАЭС}$). Вид энергетических характеристик ГАЭС в тур-

бинном режиме будет аналогичен рассмотренным выше для плотинных ГЭС.

Сказанное относится и к турбинному режиму ПЭС или ГЭС — ГАЭС. Значительными особенностями будут обладать лишь НС или насосные режимы ГАЭС.

Для обратимых радиально-осевых агрегатов, работающих на большие водохранилища, $H_н$ будет практически постоянен. Регулирование подачи может осуществляться лишь числом работающих агрегатов. Энергетические характеристики в этом случае будут представлены множеством точек ($N_{НС}$, $Q_{НС}$) при $z=\text{var}$. Эти точки лежат на одной прямой, соединяющей их с началом координат. Если $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$ изменяются во времени и по расходу НС, то характеристика НС будет представлена в виде отрезков кривых, соответствующих $z=\text{var}$.

Для обратимых диагональных и осевых гидромашин построение характеристик НС или насосного режима ГАЭС должно происходить аналогично рассмотренным выше случаям для ГЭС. Изменится лишь внешний вид этих характеристик.

На рис. 9.19,*а* представлены основные энергетические характеристики НС с тремя одинаковыми осевыми насосами при разных значениях $H_н=\text{const}$: от $H_н^{мин}=H_1$ до $H_н^{макс}=H_2$. На рис. 9.19,*б* представлены дифференциальные характеристики НС с тремя одинаковыми диагональными насосами. Для этих агрегатов остальные характеристики для рабочей зоны практически аналогичны осевым агрегатам.

ГЛАВА 10

НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА

10.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под напорными характеристиками ГЭС понимают зависимость напора на i-м гидроагрегате H_{ai} или напора на блоке (ГЭС) $H_{ГЭС}$ от расхода воды в нижнем бьефе $Q_{н.б}$. Для сомкнутых каскадов напор зависит и от $z_{в.б}$ подпирающей ГЭС. Напорные характеристики строятся при условии заданного подведенного напора или уровня водохранилища данной ГЭС, т. е. $z_{в.б}=\text{const}$.

Особенностью технологического процесса ГЭС является то, что при любом увеличении ее нагрузки для установившегося режима работы происходит повышение уровня нижнего бьефа и соответственно снижение напора, являющегося для ГЭС показателем энергоёмкости воды, проходящей через турбины ГЭС. То же самое наблюдается и при сработке водохранилища. Как следствие этого, существенное значение при определении оптимальных режимов ГЭС имеет учет характера зависимости напоров от расходов ГЭС и холостых сбросов, а также от уровня верхнего бьефа, подпора и многих других факторов.

Очевидно, не требует доказательств то обстоятельство, что напор на гидроагрегате и ГЭС будет в значительной мере определяться режимом основного оборудования ГЭС. Практически это означает, что заданную нагрузку $N_{ГЭС}$ можно покрыть различными способами с точки зрения потерь подведенной мощности или расхода.

Наиболее желаемый режим с минимумом указанных потерь можно обеспечить путем поддержания максимального возможного напора $H_а$ или $H_{ГЭС}$ при значениях $Q_{ГЭС}^{опт}$ и $\eta_{ГЭС}^{опт}$, обеспечивающих заданную нагрузку $N_{ГЭС}$. Увеличение $Q_{ГЭС}$ по сравнению с оптимальным неизбежно повлечет за собой снижение $H_а$ или $H_{ГЭС}$, а вместе с ними и КПД ГЭС, т. е. это вызовет повышение потерь на ГЭС.

Напор $H_а$ особенно связан с эффективностью внутристанционного режима деривационных ГЭС, имеющих сложную схему подвода воды к гидроагрегатам.

Наличие напорных характеристик ГЭС позволяет более корректно назначать внутристанционный режим оборудования и режимы электростанций в целом в энергосистеме. Последнее связано с возможностью появления связанной мощности ГЭС по напору при $H_а<H_р^N$, а также ограниченной пропускной способности агрегатов ГЭС при каждом значении напора. При наличии неустановившегося движения воды в бьефах ГЭС однозначность напорных характеристик теряется и их представление в графическом виде не всегда рационально. В этом случае необходимо использование их математической модели, которая, так же как и для установившегося режима, практически решает задачу оптимизации внутристанционного режима ГЭС, т. е. для заданного значения $Q_{ГЭС}$ или $N_{ГЭС}$ определяет такой режим оборудования при $z_{в.б}=\text{const}$, который обеспечивает покрытие $Q_{ГЭС}$ или $N_{ГЭС}$ при минимальном значении $\Delta N_{ГЭС}$.

Полученные в этом расчете значения $H_а$ или $H_{ГЭС}$ и будут вместе с $Q_{ГЭС}$ определять напорную характеристику ГЭС. От правильности предвидения того, как будет изменяться $H_а$ или $H_{ГЭС}$ в зависимости от режима оборудования, во многом зависит и эффективность режима ГЭС в энергосистеме.

Особенности имеют и напорные характеристики несовмещенных ГАЭС в турбинном режиме. Здесь на $H_а$ и $H_{ГЭС}$ влияет не только режим ГАЭС в данный момент, но и его предыдущие режимы; аналогичные особенности имеет ПЭС в турбинном режиме. Поэтому для подобных установок нельзя представить напорные характеристики в виде $H_а(Q_{ГЭС})$ или $H_{а.б}(Q_{ГЭС})$, а необходимо учитывать и предыдущий режим работ по объему попуска в нижний бьеф. Иногда напорные характеристики ГАЭС могут представляться максимальным и минимальным напорами.

Аналогичными особенностями обладают и напорные характеристики насосной станции и насосного режима ГАЭС.

10.2. НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭС

Рассмотрим напорные характеристики одиночной русловой ГЭС с одинаковыми гидроагрегатами при $Q_{\text{х.обр}}=0$. Для этой ГЭС $H_{\text{а}}$ и $H_{\text{ГЭС}}$ можно найти по формуле

$$H_{\text{а}}(Q_{\text{н.б}}) \approx H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{н.б}}) = z_{\text{в.б}} - z_{\text{н.в}}(Q_{\text{н.б}}) = H_{\text{гу}}^{\text{под}} - \Delta z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}}). \quad (10.1)$$

Как видно, $H_{\text{а}}$ или $H_{\text{ГЭС}}$ зависит только от $Q_{\text{н.б}}$ или $Q_{\text{ГЭС}}$ при $z_{\text{в.б}}=\text{const}$.

Учитывая характер кривых $z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}})$ и $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{н.б}})$ и принимая $z_{\text{в.б}}=\text{const}$, напорную характеристику ГЭС представим в виде, показанном на рис. 10.1. Если потери $\Delta H_{\text{вод}}=(Q_{\text{н.б}})$ достаточно велики, то их следует учесть в напорной характеристике плотинной ГЭС, так же как и $\Delta z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}})$.

Напорная характеристика ГЭС зависит от многих факторов; например, для многих рек СССР, замерзающих зимой, в характеристике $H_{\text{а}}(Q_{\text{н.б}})$ необходимо учитывать ледовые условия. Учет зимних условий, так же как и $\Delta H_{\text{вод}}$, снижает $H_{\text{а}}$ при данном $Q_{\text{н.б}}$ (рис. 10.1). Для южных рек, зарастающих летом, учет этого явления аналогичен учету ледовых условий.

Заметно влияет на $H_{\text{а}}(Q_{\text{н.б}})$ режим сработки-наполнения водохранилища ГЭС. Любая сработка ведет к уменьшению располагаемого напора. Действительно, вместо (10.1) можно записать

$$H_{\text{а}}(Q_{\text{н.б}}) = H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{н.б}}) = H_{\text{гу}}^{\text{под}} - h_{\text{сраб}} - \Delta z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}}). \quad (10.2)$$

На рис. 10.2 показаны напорные характеристики русловой ГЭС, построенные по (10.2) для $z_{\text{в.б}}=\text{НПУ}$ и $z_{\text{в.б}}=\text{УМО}$. Эти зависимости определяют собой весь возможный диапазон располагаемых напоров данной ГЭС для установившегося режима.

С помощью напорных характеристик по $Q_{\text{н.б}}$ можно не только определить $H_{\text{а}}$ или $H_{\text{ГЭС}}$, но и оценить предельную мощность ГЭС в данном створе, т. е. $N_{\text{ств}}=N_{\text{ств}}^{\text{макс}}$ при $z_{\text{в.б}}=\text{const}$. Предельная мощность имеет место в любом створе при некотором $Q_{\text{н.б}}$ в силу выпуклости характеристики $H_{\text{а}}(Q_{\text{н.б}})$, причем $N_{\text{ств}}^{\text{макс}}$

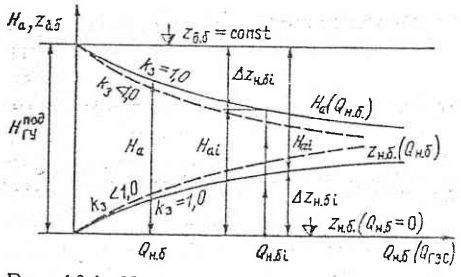


Рис. 10.1. Напорная характеристика русловой низконапорной ГЭС

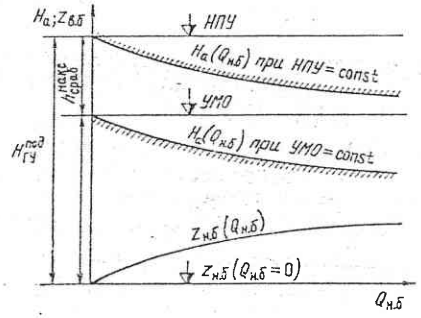


Рис. 10.2. Диапазон изменения напоров русловой низконапорной ГЭС для установившихся режимов

существенно зависит от $z_{\text{в.б}}$. Полученные значения $N_{\text{ств}}^{\text{макс}}$ могут служить ориентиром для проверки энергетических показателей данного створа.

Если на напорные характеристики ГЭС нанести линии ограничения мощности по генератору и турбине и минимально допустимые значения $Q_{\text{ГЭС}}$, то получим поле изменения напоров на данной ГЭС в установившемся режиме, которое служит основой для выбора турбинного оборудования ГЭС по $H_{\text{ГЭС}}^{\text{мин}}$ и $H_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}$ (рис. 10.3,*а*). С помощью полученного поля изменения напоров ГЭС можно определить $H_{\text{а}}$ или $H_{\text{ГЭС}}$ и при наличии $Q_{\text{х.сбр}}$.

Действительно, пусть потребуется для какого-то $z_{\text{в.б}i}=\text{const}$ ($\text{УМО}<z_{\text{в.б}}<\text{НПУ}$) и заданного $Q_{\text{н.б}i}\geqslant Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}$ найти H_{ai}, $Q_{\text{ГЭС}}$ и $Q_{\text{х.сбр}}$. Напор H_{ai} может быть найден по (10.1) или по напорной характеристике ГЭС. Затем определяется при полученном значении H_{ai} предельная пропускная способность ГЭС $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}(H_{ai})$ и далее $Q_{\text{х.сбр}i}$ как разница между $Q_{\text{н.б}}$ и $Q_{\text{ГЭС}i}^{\text{макс}}$ (рис. 10.3, *а*).

Наличие $Q_{\text{х.сбр}}$ ведет к изменению и характеристики $N_{\text{ств}}(z_{\text{в.б}}, Q_{\text{н.б}})$ (рис. 10.3, *б*). Предельная по напору мощность при этом получается в точке при $Q_{\text{ГЭС}}=Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}(H_{ai})$. Далее идет только уменьшение $N_{\text{ств}}$ за счет того, что снижается H_{ai}, а вместе с ним и $Q_{\text{ГЭС}}(H_{ai})$.

Для повышения располагаемой по напору мощности ГЭС в периоды холостых сбросов для низконапорных русловых совмещенных ГЭС используется возможность повышения напора за счет эффекта эжекции (рис. 10.3,*в*), $N_{\text{ГЭС}}^{\text{расп}}(H_{\text{га}})$ при этом увеличивается на $\Delta N_{\text{эж}}=9{,}81\eta_{\text{ГЭС}}\Delta H_{\text{эж}}(Q_{\text{ГЭС}}^{*\text{п}}+\Delta Q(\Delta H_{\text{эж}}))$, где $Q_{\text{ГЭС}}^{*}$ — расход ГЭС при $\Delta H_{\text{эж}}=0$.

На рис. 10.4 показана напорная характеристика ГЭС с подпором в нижнем бьефе. Появление подпора уменьшает $N_{\text{ств}}(Q_{\text{н.б}})$ на потери $\Delta N_{\text{подп}}$, пропорциональные потерям $\Delta H_{\text{подп}}$, которые определяются как разница между значениями $H_{\text{а}}$ без учета и с учетом подпора.

Из-за двузначности кривой связи нижнего бьефа в периоды половодья нарушается однозначность $H_{\text{а}}(Q_{\text{н.б}})$ и $N_{\text{ств}}(Q_{\text{н.б}})$. Это ведет к появлению динамических напорных характеристик ГЭС, показанных на рис. 10.5 в виде зависимостей $H_{\text{ГЭС}}$ $(Q_{\text{н.б}}, t)$, $N_{\text{ГЭС}}$ $(Q_{\text{н.б}}, t)$. Статические характеристики для установившегося режима на том же рисунке обозначены через $H_{\text{ГЭС}}^{\infty}(Q_{\text{н.б}})$, $z_{\text{н.б}}^{\infty}(Q_{\text{н.б}})$ и $N_{\text{ГЭС}}^{\infty}(Q_{\text{н.б}})$.

Если на напорной характеристике учесть и неустановившееся движение воды для суточных режимов, то зависимость $H_{\text{а}}$ от t и $Q_{\text{н.б}}$ будет еще более сложной (рис. 10.6). При этом возможен случай, когда $Q_{\text{н.б}}^{\text{макс}}(t)$ соответствует в действительности как больший, так и меньший напор по сравнению с $H_{\text{а}}^{\infty}$.

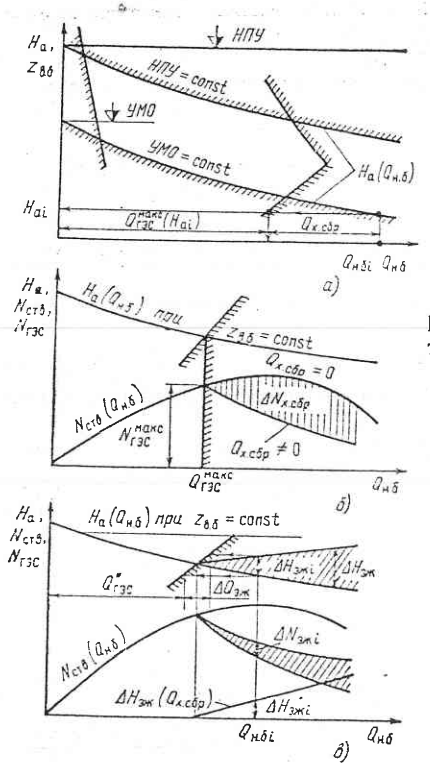


Рис. 10.3. Учет ограничений режимов русловой ГЭС в напорных и энергетических характеристиках

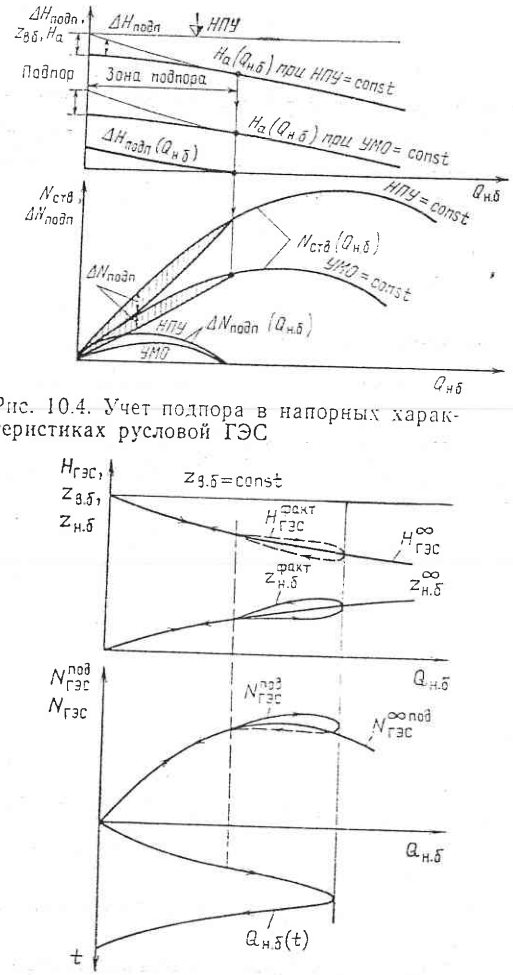


Рис. 10.4. Учет подпора в напорных характеристиках русловой ГЭС

Рис. 10.5. Динамические напорные характеристики русловой ГЭС в период паводка

При наличии всего спектра энергетических характеристик ГЭС (см. гл. 9) несложно получить и зависимость $H_а(N_{ГЭС})$, которая с учетом включения-отключения гидроагрегатов будет кусочно-гладкой кривой.

Таким образом, для плотинных низконапорных и средненапорных ГЭС значение $H_а$ существенно зависит от $Q_{н.б}$, $z_{н.б}$, подпора, ледовых условий, неустановившегося движения в бьефах ГЭС и других факторов и может изменяться в значительных пределах как в течение суток (недели) из-за неравномерности графика $N_{ГЭС}(t)$, так и в течение сезона из-за сработки-наполнения водохранилища. Следствием этого являются существенные изменения

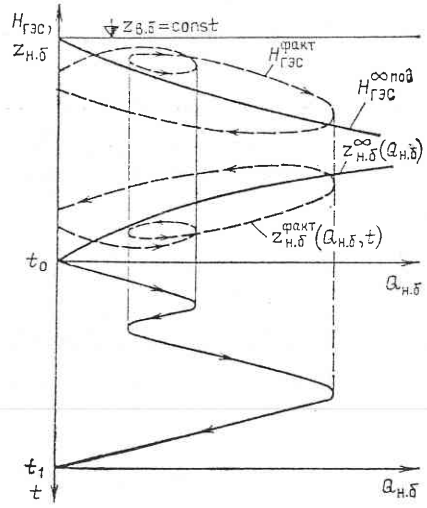


Рис. 10.6. Динамические напорные характеристики русловой ГЭС с учетом неустановившегося движения воды в нижнем бьефе

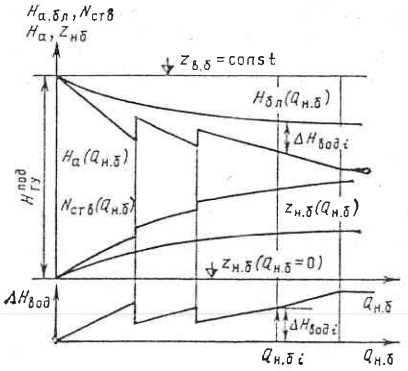


Рис. 10.7. Напорная характеристика плотинной ГЭС

всех энергетических характеристик ГЭС (см. гл. 9), которые необходимо учитывать в расчетах.

Напорные характеристики приплотинных ГЭС. Для приплотинных ГЭС типа Братской, Красноярской, Нурекской и других необходим учет потерь напора в напорных водоводах. Поскольку при включении каждого нового водовода происходит скачкообразное изменение $\Delta H_{вод}$ $(Q_{ГЭС})$, это изменяет и характер кривой $H_а(Q_{н.б})$.

Влияние потерь в нижнем бьефе на $H_а(Q_{н.б})$ для приплотинных ГЭС существенно меньше, чем для низконапорных русловых.

На рис. 10.7 показана напорная характеристика приплотинной ГЭС с тремя одинаковыми агрегатами при заданных диапазонах работы каждым числом агрегатов. В отличие от $H_а(Q_{н.б})$ для русловой ГЭС, напорная характеристика при плотинной ГЭС представляет собой кусочно-гладкую зависимость с разрывами 1-го рода. Для этих ГЭС $N^{макс}_{ств}$ достигается при очень больших $Q_{н.б}$, намного больших, чем реально возможное их значение.

Зависимость $N_{ств}(Q_{ГЭС}, z_{в.б})$ имеет скачкообразный характер, тогда как $N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}, z_{в.б})$ и $\Delta N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}, z_{в.б})$ при оптимальном включении гидроагрегатов претерпевают лишь излом в точках включения (рис. 10.8).

Для компенсации скачкообразного повышения напора при включении каждого следующего гидроагрегата будет происходить такое же скачкообразное уменьшение КПД ГЭС в этих точках.

Для приплотинной ГЭС характеристики $H_а(Q_{н.б})$ и $H_{а.бл}(Q_{н.б})$ различаются. Напор $H_{а.бл}$ всегда выше, чем $H_а$. Из-за этого возможны и ошибки при расчетах действительных значений $N_а$ и $N_{ГЭС}$ по указанным характеристикам [завышение значения мощ-

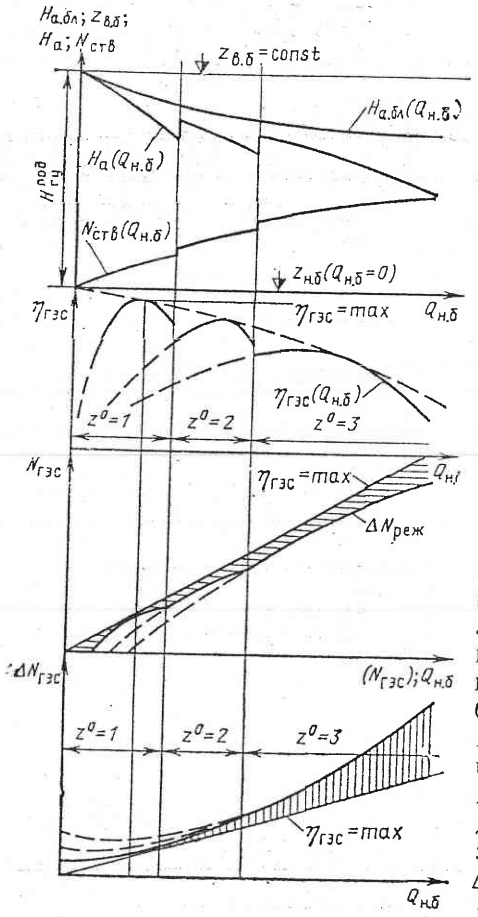


Рис. 10.8. Напорные энергетические характеристики плотинной ГЭС при $z_{в.б}$=const

ности по кривой $H_{а.бл}(Q_{н.б})$]. Ошибка из-за неучета потерь напора в водоводах и связанного с ней снижения КПД гидроагрегата может достигать 2—3 % и более.

Все возможные напоры для приплотинной ГЭС представляются в виде некоторой области их существования при учете ограничений режима работы ГЭС.

Напорные характеристики деривационных ГЭС. Для деривационных ГЭС напорные характеристики по внешнему виду соответствуют представленным на рис. 10.7 и 10.8 для приплотинных ГЭС; единственное отличие в значительно большем расхождении между $H_{а.бл}$ и $H_а$. Напоры $H_{а.бл}$ и $H_{гу}$ намного выше $H_а$. Потери напора за счет нижнего бьефа для деривационных ГЭС незначительны по сравнению с $\Delta H_{вод}$ и $\Delta H_{дер}$, составляющими до 10—15% $H^{под}_{гу}$ (см. гл. 8).

Для некоторых видов каскадов ГЭС и их режимов возможно построение напорной характеристики каскада $H_к(Q_к)$. Наиболее просто это можно сделать для ГЭС, работающих по водотоку при $\tau_{доб} \approx 0$ с $Q_{гэс1} = Q_{гэс2} = \ldots Q_{гэсn} = Q$ ($l=1, 2, \ldots, n$ — число ГЭС в каскаде). Для получения напорной характеристики каскада здесь необходимо пользоваться понятием подведенного напора к каскаду и вычитать из него все виды потерь для каждого значения $Q_{гэс\,l} = Q_к$.

При наличии напорной характеристики каскада не представляет особого труда рассчитать и мощность каскада $N_к$:

$$N_к = к_N Q_к H_к(Q_к) \qquad (10.3)$$

при

$$H_к(Q_к) = H^{под}_к - \sum_{l=1}^{n} \Delta H_{гэсl}(Q_к). \qquad (10.4)$$

Если $\tau_{доб} \neq 0$, то представление напорной характеристики каскада в графическом виде крайне сложно.

Сказанное выше относилось к случаю установки на ГЭС однотипных гидроагрегатов. Однако при разнотипном оборудовании вид напорных характеристик существенно не изменится. Изменения будут касаться лишь математической модели задачи оптимизации внутристанционных режимов ГЭУ.

10.3. НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЭС, НС И ПЭС

Для ГАЭС принято строить напорные характеристики раздельно для турбинного и насосного режимов, причем эти характеристики в большинстве случаев уже не могут быть представлены как зависимости $H_а$ или $H_{а.бл}$ от $Q_{ГАЭС}$. Для ГАЭС несовмещенного типа с искусственными водохранилищами малого объема напоры $H_а$ и $H_{а.бл}$ определяются в основном режимом сработки-наполнения бассейнов ГАЭС во времени, а не расходом $Q_{ГАЭС}$ в данный момент.

Иными словами, $H_а$ и $H_{а.бл}$ для блочной схемы ГАЭС несовмещенного типа с одинаковыми гидроагрегатами могут быть найдены по следующим формулам:

$$H_{а.бл}(t) = H_{ГАЭС}(t) = z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t), \qquad (10.5)$$

где

$$z_{в.б}(t) = z_{в.б}(V_{в.б}(t)); \; z_{н.б}(t) = z_{н.б}\; V_{н.б}(t))$$

при

$$V_{в.б}(t) = V_{в.б} = \int_{t_0}^{t} Q_{ГАЭС}(t)\,dt; \qquad (10.6)$$

$$V_{н.б}(t) = V_{но} \pm \int_{t_0}^{t} Q_{ГАЭС}(t)\,dt; \qquad (10.7)$$

$$H_а(t) = H_{а.бл}(t) \mp \Delta H_{вод}(Q_{ГАЭС}(t)). \qquad (10.8)$$

В (10.6) и (10.8) знак «+» относится к насосному режиму ГАЭС, знак «—» к турбинному, а в (10.7) — наоборот. Выражение (10.5) справедливо для любых режимов ГАЭС.

Из анализа уравнений (10.5)—(10.8) следует, что представление $H_а$ или $H_{а.бл}$ как функции одной-двух переменных в графическом виде весьма сложно. Подобное построение можно осуществить только при введении определенных допущений. Кроме того, необходимо в качестве расчетной переменной пользоваться не $Q_{ГАЭС}$, а t.

Предположим, что сработка-наполнение верхнего бьефа идет при $Q_в$=const, но за различный период времени T. Это позволяет построить зависимость $z_{в.б}(t)$ и $z_{н.б}(t)$ для каждого значения $Q_в$=const с учетом работы верхнего и нижнего бассейнов в противофазе друг к другу. На рис. 10.9 показаны эти

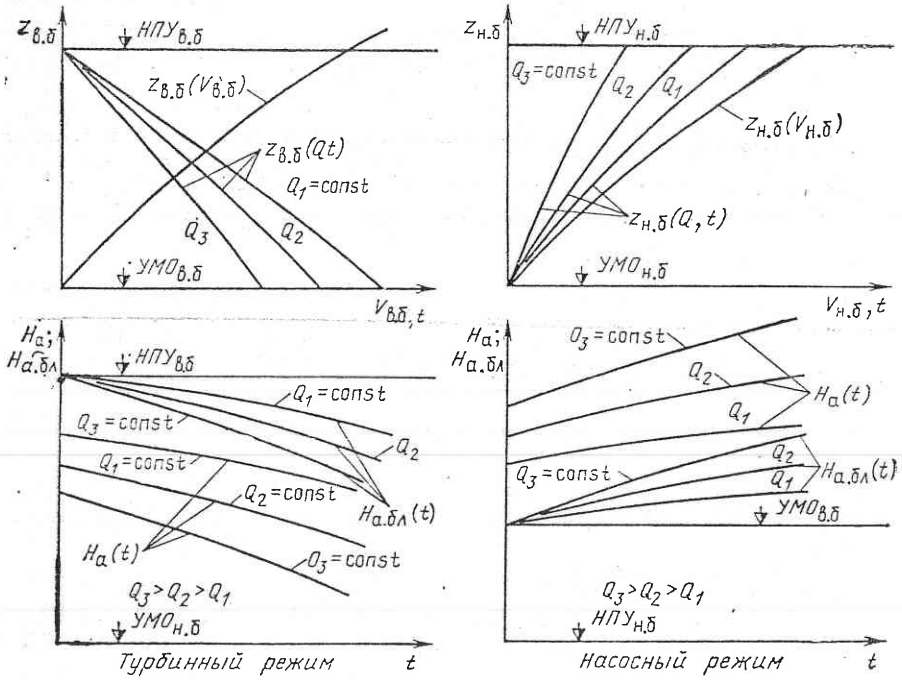


Рис. 10.9. Напорные характеристики ГАЭС несовмещенного типа при $Q_{ГАЭС}$ = const.

зависимости для $T_3<T_2<T_1$ для турбинного и насосного режимов ГАЭС. С учетом полученных зависимостей несложно построить и $H_{а.бл}=H_{а.бл}(t, Q_в)$.

Для условия, когда $Q_в=Q_{ГАЭС}$=const, потери $\Delta H_{вод}$ будут также постоянными. Вследствие этого $H_а$ отличаются от $H_{а.бл}$ на $\Delta H_{вод}$, что и показано на рис. 10.9,*б*.

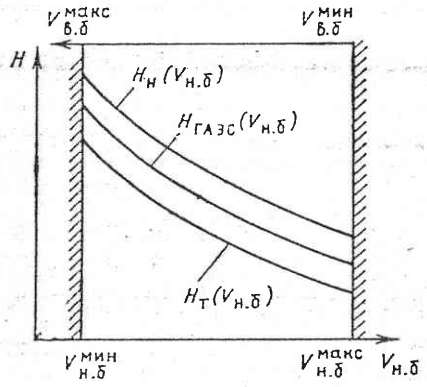


Рис. 10.10. Напорные характеристики ГАЭС несовмещенного типа для общего случая

Такого же вида характеристики в функции времени заряда-разряда ГАЭС можно построить и для переменного во времени, но заданного режима ГАЭС. В них можно учесть и зависимость $\Delta H_{вод}(Q_{АЭС})$. Во всех других случаях для расчета $H_{а.бл}$ или $H_а$ следует пользоваться формулами (10.5)—(10.8).

Помимо рассмотренных выше напорных характеристик ГАЭС (рис. 10.9) широкое распространение в проектной и эксплуатационной практике получили зависимости $H_{ГАЭС}$, $H_н$ и $H_т$ от уровней или объемов воды в бассейнах гидроаккумулирующих электростанций. В особенности это относится к ГАЭС несовмещенного типа.

В качестве иллюстрации на рис. 10.10 представлены в общем виде зависимости $H_н(V)$, $H_{ГАЭС}(V)$ и $H_т(V)$, где

$$H_{ГАЭС}(V) = z_{в.б}(V) - z_{н.б}(V); \qquad (10.9)$$

$$H_н(V) = H_{ГАЭС}(V) + \Delta H_{вод}; \qquad (10.10)$$

$$H_т(V) = H_{ГАЭС}(V) - \Delta H_{вод}, \qquad (10.11)$$

где V — полезный объем воды в водохранилище. На рис. 10.10 принято, что $V \equiv V_{в.б}$ или $V \equiv V_{н.б}$.

Особую важность приобретает необходимость учета различия $H_н$ и $H_т$ (равного двойным потерям напора в водопроводящих сооружениях) при выборе и обосновании параметров основного энергетического оборудования ГАЭС и ГЭС-ГАЭС, оснащенных обратимыми агрегатами. Указанное различие, а также соотношение диапазонов изменения в целом, удобно представлять в виде зависимостей $H_т$ и $H_н$ от $Q_{ГАЭС}$). Наличие существенной разницы между значениями $H_т$ и $H_н$ не позволяет без принятия специальных мер одинаково эффективно использовать обратимый агрегат в турбинном и насосных режимах.

Для ГЭС-ГАЭС в каскаде при суточном заряде возможно, что $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$ будут изменяться незначительно. Например, для обратимых гидроагрегатов, которые могут быть установлены на ГЭС длительного регулирования в каскадах (Волжско-Камский, Днепровский и др.). В этом случае для режима разряда ГАЭС напорные характеристики аналогичны обычным ГЭС. Для насосного режима при $z_{в.б}$=const и $z_{н.б}$=const значения напора $H_н$ можно представить зависящим от $Q_{ГАЭС}$ на основе следующего выражения:

$$H_н(t) = z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t) + \Delta H_{НС}(t), \qquad (10.12)$$

где $z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t) = H_{ГЭС}(t) = \text{const}$, а $\Delta H_{НС}(t) = \Delta H_{НС}(Q_{ГАЭС}(t))$.

Напорные характеристики насосных станций и ГАЭС в насосном режиме аналогичны.

Для каскадов низконапорных ГЭС-ГАЭС длительного регулирования с капсульными гидроагрегатами $H_н$ практически постоянен в режиме суточного заряда и равен разности уровней бьефов.

Приливная электростанция представляет собой особый вид ГЭС-ГАЭС, а именно низконапорная с капсульными гидроагрегатами, где изменение уровня одного из бассейнов всегда происходит по мареограмме $z_м(t)$. Для ПЭС, так же как и для ГАЭС, невозможно графическое представление напорной характеристики.

Расчет напора для прямого турбинного и обратного насосного режимов можно производить по формулам:

$$H_{\text{ПЭС}}^{\text{п.т/о.н}}(t) \approx z_{\text{в.б}}(t) - z_{\text{м}}(t), \qquad (10.13)$$

где $z_{\text{в.б}}(t) = z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}}(t))$ — уровень воды в водохранилище ПЭС:

$$V_{\text{в.б}}(t) = V_{\text{в0}} \pm \int_{t_0}^{t} Q_{\text{ПЭС}}(t)\,dt. \qquad (10.14)$$

Знак «—» в (10.14) соответствует прямому турбинному, знак «+» — обратному насосному режиму.

Для обратного турбинного и прямого насосного режимов напоры на ПЭС можно рассчитать по формулам:

$$H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т/п.н}}(t) = z_{\text{м}}(t) - z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}}(t)); \qquad (10.15)$$

$$V_{\text{в.б}}(t) = V_{\text{в0}} \pm \int_{t_0}^{t} Q_{\text{ПЭС}}(t)\,dt. \qquad (10.16)$$

При наличии неустановившегося движения воды в бьефах ГЭС, ГЭС-ГАЭС и ПЭС его следует учитывать в расчетах $H_{\text{а.бл}}$ или $H_{\text{а}}$.

ГЛАВА 11

ОСНОВЫ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

11.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В проектной и эксплуатационной практике значительное место занимают так называемые водохозяйственные и водноэнергетические расчеты.

Эти расчеты базируются на единой методической основе вне зависимости от содержания самого расчета, проводимого в условиях эксплуатации или проектирования ГЭУ. От корректности проведения этих расчетов, имеющих в своей основе ту или иную математическую модель, во многом зависит эффективность использования гидроэнергоресурсов в народном хозяйстве.

Водохозяйственные расчеты связаны с определением балансовых соотношений по расходу (объему) воды в заданных створах и назначением соответствующих им режимов сработки-наполнения водохранилищ. Эти расчеты проводятся обычно при заданной в том или ином виде отдаче по расходу (объему) или отметкам бьефов. Напор ГЭУ здесь не играет особой роли.

Водноэнергетические расчеты связаны с определением основных энергетических параметров режимов ГЭУ, т. е. напора, мощности и энергии, при заданных графиках отдачи по мощности, расходу или режимам бьефов по отметкам.

Эти расчеты сложнее, чем водохозяйственные, из-за сложности их математических моделей, связывающих между собой напор, расход и мощность ГЭУ с режимом сработки-наполнения водохранилища, каскадности использования водотока, многообразия типов ГЭУ по способу создания напора и регулирования стока и другим причинам.

Разные требования предъявляются к организации и способу проведения указанных выше расчетов в проектной и эксплуатационной практике, в том числе и с точки зрения учета характера исходной информации. Важную роль играет также знание особенностей энергетических показателей водохранилищ ГЭУ.

11.2. РАСЧЕТ СРАБОТКИ-НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС

Водохозяйственные расчеты. Задачей этих расчетов является проверка возможности обеспечения требований участников ВХС к режиму расхода, стоку или гарантированным отметкам бьефов в створе гидроузла или в других заданных створах. Водохозяйственные расчеты отличаются большим многообразием факторов, в особенности для гидроузлов комплексного назначения. Однако можно выделить базовые задачи, которые характерны для всех случаев и являются основой для алгоритмизации любых водохозяйственных задач.

Базовая или прямая задача заключается в расчете режима сработки-наполнения водохранилища за период $T = t_{\text{к}} - t_0$ при известном начальном состоянии $z_{\text{в.б0}} = z_{\text{в.б}}(t_0)$ или $V_{\text{в0}} = V_{\text{в}}(t_0)$ при заданной отдаче гидроузла по расходу $Q_{\text{н.б}}(t)$. Известны математические модели бьефов, ограничения их режима по отметкам, приточность воды в верхний бьеф $Q_{\text{пр}}(t)$, потери воды из верхнего бьефа $\Delta Q_{\text{пот}}(t)$, графики отбора воды из водохранилища неэнергетическими компонентами ВХС $\Delta Q_{\text{ВХС}}(t)$.

Для установившихся режимов водохранилища в качестве математических моделей бьефов следует использовать их морфометрические характеристики, т. е. $z_{\text{в.б}}(V_{\text{в}})$ и $z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}})$. В расчетах краткосрочных режимов с резкопеременным графиком $Q_{\text{н.б}}(t)$ следует использовать модели бьефов, учитывающие неустановившееся движение воды.

При этих условиях расчетные значения $z_{\text{в.б}}(t)$ можно получить из следующих уравнений:

$$z_{\text{в.б}}(t) = z_{\text{в.б}}(V_{\text{в}}(t)) = z_{\text{в.б}}(V_{\text{в0}} - \Delta V_{\text{в}}(t)), \qquad (11.1)$$

где

$$\Delta V_{\text{в}}(t) = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} Q_{\text{б}}(t)\,dt; \qquad (11.2)$$

$$Q_{\text{в}}(t) = Q_{\text{н.б}}(t) - [Q_{\text{пр}}(t) - \Delta Q_{\text{пот}}(t) - \Delta Q_{\text{ВХС}}(t)]. \qquad (11.3)$$

С учетом (11.3) можно представить (11.1) в следующем виде:

$$z_{в.б}(t)=z_{в.б}\{V_{в0}-[W_{н.б}(t)-$$
$$-(W_{пр}(t)-\Delta V_{пот}(t)-\Delta V_{вхс}(t)]\}; \qquad (11.4)$$

или

$$V_{в}(t)=V_{в0}-\{W_{н.б}(t)-[W_{пр}(t)-$$
$$-\Delta V_{пот}(t)-\Delta V_{вхс}(t)]\}. \qquad (11.5)$$

Все члены (11.5) либо заданы ($V_{в0}$), либо могут быть рассчитаны путем интегрирования зависимостей $Q_{н.б}(t)$, $Q_{пр}(t)$, $\Delta Q_{пот}(t)$ и $\Delta Q_{вхс}(t)$ во времени. Наличие ограничений по $V_{в}$ или отметкам бьефов может повлиять только на допустимость заданного режима отдачи $Q_{н.б}(t)$.

Для численного решения (11.5) период $T=t_к-t_0$ разбивается на k в общем случае неравных интервалов времени, в пределах которых принимаются постоянными значения расходов и отметок нижнего бьефа. Тогда на конец i-го интервала времени $\Delta V_{вi}$ определится

$$V_{вi}=V_{в0}-\sum_{j=1}^{i}[Q_{н.бi}-(Q_{прi}-\Delta Q_{потi}-\Delta Q_{вхсi})]\Delta t_j. \qquad (11.6)$$

При наличии потерь воды на испарение $Q_{исп}=Q_{исп}(t, F_{в})$ и льдообразование $Q_{л}=Q_{л}(t, F_{в}, h_{л})$, значение которых определяется искомым режимом сработки-наполнения водохранилища, расчет $V_{в}(t)$ усложняется появлением итерационной процедуры по $V_{в}$ в каждом i-м расчетном интервале.

Расчет базовой задачи для каскада водохранилищ производится сверху вниз по водотоку с использованием балансовых соотношений по расходу в каскаде (см. § 7.3). В некоторых случаях в каскаде водохранилищ водохозяйственного назначения рассматриваемого бассейна появляется необходимость обеспечения заданного графика отдачи по расходу (объему) воды в заданном створе. Функциональная модель подобного бассейна может быть составлена на основании соотношений, рассмотренных в § 7.3 и в данной главе. Если водохранилища рассматриваемого бассейна ведут длительное регулирование стока, то при решении подобной задачи появляется необходимость оптимизации их режимов для заданного критерия оптимальности. В качестве последнего можно использовать минимум риска или максимум надежности в обеспечении заданного графика попусков. Результатом решения подобной задачи может являться получение порядка сработки-наполнения водохранилищ данного бассейна для обеспечения указанного графика попусков.

Обратная задача водохозяйственного регулирования: по допустимым режимам верхнего бьефа в виде $V_{в}(t)$ или $z_{в.б}(t)$ требуется рассчитать режимы попусков в нижний бьеф при тех же условиях, что и в базовой задаче, рассмотренной выше. Для дискретной постановки задачи искомые значения $W_{н.бi}$ могут быть рассчитаны по формуле

$$W_{н.бi}=\sum_{j=1}^{i}(Q_{прj}+Q_{вj}-\Delta Q_{потj}-\Delta Q_{вхсj})\Delta t_j, \qquad (11.7)$$

где

$$Q_{вj}=\frac{\Delta V_{вj}}{\Delta t_j}=\frac{V_{вj}^{н}-V_{вj}^{к}}{\Delta t_j}. \qquad (11.8)$$

В отличие от базовой задачи введение в расчет зависимостей $Q_{исп}=Q_{исп}(t, F_{в})$ и $Q_{л}(t, F_{в}, h_{л})$ не приведет к появлению итерационной процедуры в каждом i-м интервале.

Расчет режима каскада водохранилищ для обратной задачи следует производить также сверху вниз по водотоку.

В реальных условиях водохозяйственные расчеты при заданной отдаче по расходу или объемам воды намного сложнее из-за необходимости учета множества дополнительных условий и ограничений режима водохранилищ. Это может привести к появлению дополнительных итерационных процедур в расчетах. Однако методологически основы расчетов будут соответствовать описанным в § 7.3 и в данной главе.

Водноэнергетические расчеты ГЭС. В отличие от водохозяйственных расчетов, базирующихся на балансах расхода или стока, при проведении водноэнергетических расчетов возникает необходимость дополнительно учитывать балансы напора, мощности и энергии ГЭС. Естественно, что это расширяет область существования расчетов и значительно их усложняет. В связи с этим не представляется возможным дать общее решение всех водноэнергетических задач для ГЭС разных типов по способу создания напора и виду регулирования стока.

В то же время из всего многообразия задач, возникающих при проведении любых водноэнергетических расчетов, можно выделить три основные, являющиеся базовыми. К этим задачам можно отнести следующие: расчет параметров водноэнергетического режима ГЭС при заданном графике отдачи по расходу $Q_{н.б}(t)$, активной мощности $N_{ГЭС}(t)$ или при известном уровневом режиме водохранилища $z_{в.б}(t)$ или $V_{в}(t)$.

В основе водноэнергетических расчетов лежат математические модели технологического процесса ГЭС, рассмотренного в гл. 7—11. Эти модели даже для детерминированной информации характеризуются сложностью взаимосвязей параметров и переменных и их нелинейностью.

В основном это зависимости неявного вида (см. гл. 8); в ряде случаев процессы описываются дифференциальными уравнениями 1-го и 2-го порядка. Поэтому дать общее решение для всех задач водноэнергетического расчета ГЭС невозможно. В связи с этим рассмотрим наиболее типичные случаи.

Начнем со случая, характерного для СССР, — низконапорная русловая ГЭС с водохранилищем длительного регулирования. Учет особенностей водноэнергетических расчетов подобных ГЭС позволит более эффективно использовать ограниченные водные ресурсы ряда регионов страны.

Прежде всего дадим оценку характера взаимосвязи активной мощности ГЭС и основных расчетных переменных, однозначно определяющих режим водохранилища $V_в(t)$ или $V_{сраб}(t)$ (см. выше раздел «Водохозяйственные расчеты»).

При непрерывном характере изменения всех энергетических и гидравлических параметров отдача ГЭС по активной мощности $N_{ГЭС}(t)$ в любой момент времени t может быть рассчитана по следующим формулам:

$$N_{ГЭС}(t) = 9{,}81 \sum_{i=0}^{s^0, z_0^0} \eta_{ai}(t) Q_{ai}(t) H_{ai}(t), \qquad (11.9)$$

где

$$\eta_{ai}(t) = \eta_a(Q_{ai}(t),\ H_{ai}(t)); \qquad (11.10)$$

$$H_{ai}(t) \approx H_{ГЭС}(t) = z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t) \qquad (11.11)$$

при

$$z_{в.б}(t) = z_{в.б}[V_{сраб}(t),\ Q_{пр}(t),\ \bar{x}]; \qquad (11.12)$$

$$z_{н.б}(t) = z_{н.б}(Q_{н.б}(t),\ z_{в.б.н}(t),\ \bar{Y}); \qquad (11.13)$$

для

$$Q_{н.б}(t) = Q_{ГЭС}(t) + Q_{х.сбр}(t) = \sum_{i=0}^{z^0, s^0} Q_{ai}(t) + Q_{х.сбр}(t) = Q_{пр}(t) + Q_в(t); \qquad (11.14)$$

$$Q_в(t) = \frac{dV_{сраб}(t)}{dt} = \dot{V}_{сраб}(t), \qquad (11.15)$$

т. е. в общем виде

$$N_{ГЭС} = N_{ГЭС}(V_{сраб},\ \dot{V}_{сраб},\ z^0,\ s^0,\ Q_{гр},\ \bar{X},\ \bar{Y},\ t), \qquad (11.16)$$

где $\bar{X}$ и $\bar{Y}$ — векторы дополнительных переменных, от которых зависят уровни бьефов при неустановившемся движении воды; $z_{в.б.н}$ — режим уровня нижерасположенной ГЭС.

Большинство связей в (11.16) нелинейные, неявного вида. На них накладываются условия целочисленности задачи (оптимальное число z^0 и состав s^0 работающих гидроагрегатов). В связи с этим реализация (11.16) в общем виде затруднена.

С учетом сказанного выше, а также реальных условий организации и проведения водноэнергетических расчетов эксплуатации и проектирования ГЭС (подробнее — см. гл. 18 и 20) введем некоторые дополнительные упрощения в постановку рассматриваемой задачи, дадим далее анализ влияния различных факторов на показатели режима ГЭС для наиболее распространенной водноэнергетической задачи.

Из формулы (11.16) следует, что значение режима $V_{сраб}(t)$ позволяет полностью и однозначно определить все основные водноэнергетические показатели режима ГЭС во времени (см. также раздел, связанный с водохозяйственными расчетами). Это позволяет сформулировать следующую основную задачу расчетов водноэнергетического режима одиночной русловой ГЭС длительного регулирования: требуется рассчитать режим работы водохранилища $V_{сраб}(t)$ за период $T = t_к - t_0$ (один или более месяцев или декад) при известном начальном состоянии его $z_{в.б0} = z_{в.б}(V_{сраб}(t_0))$ и заданной отдаче ГЭС по активной мощности $N_{ГЭС}(t)$. При этом предполагаются известными напорные и энергетические характеристики электростанции; режим ГЭС установившийся, т. е. правомерны зависимости $z_{в.б} = z_{в.б}(V_в)$ или $z_{в.б} = z_{в.б}(V_{сраб})$ или $h_{сраб} = h_{сраб}(V_{сраб})$ и $z_{н.б} = z_{н.б}(Q_{н.б})$. Рассматривается русловая ГЭС с одинаковыми гидроагрегатами при отсутствии потерь напора в водоводах, т. е. $H_{ai} = H_{aj} = H_{ГЭС} = z_{в.б} - z_{н.б}$. Предполагаются также оптимальными число и состав включенных гидроагрегатов, т. е. $\eta_{ai} = \eta_{ГЭС} = \text{const}$. Потери расхода в верхнем бьефе учтены в графике $Q_{пр}(t)$; заданная отдача ГЭС по активной мощности $N_{ГЭС}(t)$ соответствует допустимым режимам гидроэлектростанции по установленной мощности и расчетному напору. Период T разбит на ряд неравных интервалов длительностью Δt_i ($i = 1, 2, \ldots, k$) каждый. В пределах этих интервалов считаются постоянными значения $N_{ГЭС}$ и $Q_{пр}$.

Для периода сработки водохранилища принимается, что $Q_{х.сбр}(t) \equiv 0$. С учетом всех принятых условий и допущений можно представить (11.9)—(11.16) следующим образом:

$$N_{ГЭС}(t) = 9{,}81 \eta_{ГЭС}(t) Q_{ГЭС}(t) H_{ГЭС}(t), \qquad (11.17)$$

где

$$Q_{ГЭС}(t) = z^0 Q_a(t) = z^0 Q\left(\frac{N_{ГЭС}(t)}{z^0}\right); \qquad (11.18)$$

$$\eta_{ГЭС}(t) = \eta_a(Q_a(t),\ H_a(t)); \qquad (11.19)$$

$$H_{ГЭС}(t) = z_{в.б}(V_{сраб}(t)) - z_{н.б}(Q_{н.б}(t)); \qquad (11.20)$$

$$Q_{н.б}(t) = Q_{пр}(t) + Q_в(t) = Q_{ГЭС}(t), \qquad (11.21)$$

т. е.

$$N_{ГЭС} = N_{ГЭС}(V_{сраб},\ \dot{V}_{сраб},\ t). \qquad (11.22)$$

Искомое значение $V_{сраб}(t)$ связано с $N_{ГЭС}(t)$ нелинейным дифференциальным уравнением первого порядка. Для получения его представим (11.17)—(11.21) в следующем виде:

$$Q_п(t) = \frac{dV_{сраб}(t)}{dt} = \frac{N_{ГЭС}(t)}{9{,}81 \eta_{ГЭС}(t) H_{ГЭС}(t)} - Q_{пр}(t). \qquad (11.23)$$

Разделим переменные в (11.23) и возьмем интегралы его левой и правой части:

$$t - t_0 = \int_{t_0}^{t} dt = \int_{V^{н}_{сраб}}^{V_{сраб}(t)} \left(\frac{N_{ГЭС}(t)}{9{,}81\eta_{ГЭС}(t) H_{ГЭС}(t)} - Q_{пр}(t) \right)^{-1} dV_{сраб}. \quad (11.24)$$

С учетом сделанных допущений по $N_{ГЭС}$ и $Q_{пр}$ вместо (11.24) получим для $\Delta t_i = t - t_0$ и $V_{сраб} = V_{сраб\,i\,н}$:

$$\Delta t_i = \int_{V_{сраб i н}}^{V_{сраб i к}} \left(\frac{\overline{N}_{ГЭС\,i}}{9{,}81\eta_{ГЭС i} H_{ГЭС}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, t)} - \overline{Q}_{пр i} \right)^{-1} dV_{сраб i}, \quad (11.25)$$

где $V_{сраб\,i\,н}$ и $V_{сраб\,i\,к}$ — заданное значение сработки водохранилища в начале i-го интервала и искомое значение его соответственно.

Даже при сделанных допущениях решение (11.25) относительно $V_{сраб i к}$ затруднено из-за сложной связи $H_{ГЭС}$ с $V_{сраб}$, ибо $H_{ГЭС} = H_{ГЭС}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, t)$. Введем еще одно допущение — примем равномерной сработку водохранилища в течение Δt_i

$$\overline{Q}_{в i} = \frac{V_{сраб i к} - V_{сраб i н}}{\Delta t_i} = \text{const}. \quad (11.26)$$

Это означает постоянство $Q_{ГЭС\,i}$ и $Q_{н.б i}$, т. е.

$$Q_{ГЭС i} = Q_{н.б i} = Q_{пр i} + Q_{в i} = \text{const}. \quad (11.27)$$

Тогда в (11.25) можно принять, что $\overline{H}_i$ будет зависеть только от одной переменной $\dot{V}_{сраб\,i\,к}$, и расчет его можно производить по следующим известным формулам для линейного или параболического характера зависимости $h_{сраб}(V_{сраб})$ соответственно:

$$\overline{H}_{ГЭС1} = \overline{z}_{в.б} - \overline{z}_{н.б} = z_{в.б0} - 0{,}5h_{сраб i к} - z_{н.б}(Q_{н.б i}); \quad (11.28)$$

$$\overline{H}_{ГЭС2} = \overline{z}_{в.б} - \overline{z}_{н.б} = z_{в.б0} - 0{,}33h_{сраб i к} - z_{н.б}(Q_{н.б i}), \quad (11.29)$$

где $h_{сраб\,i\,к} = h_{сраб\,i\,к}(V_{сраб\,i\,к})$ — сработка уровня водохранилища в i-м интервале времени.

Учитывая сказанное, вместо (11.25) можно записать

$$\Delta t_i = \int_{V_{сраб i н}}^{V_{сраб i к}} \left(\frac{N_{ГЭС\,i}}{9{,}81\eta_{ГЭС i} \overline{H}_{ГЭС}(V_{сраб i к})} - Q_{пр i} \right)^{-1} dV_{сраб i} =$$

$$= \int_{V_{сраб i н}}^{V_{сраб i к}} F(V_{сраб i к}) dV_{сраб i}, \quad (11.30)$$

где

$$F(V_{сраб i к}) = \left[\frac{N_{ГЭС\,i}}{9{,}81\eta_{ГЭС\,i} \overline{H}_{ГЭС}(V_{сраб i})} - Q_{пр i} \right]^{-1} =$$

$$= [Q_{ГЭС}(\Delta t_i, V_{сраб i к}, N_{ГЭС i}, \eta_{ГЭС i}, Q_{пр i}) - Q_{пр i}]^{-1} =$$

$$= [Q_{в i}(\Delta t_i, V_{сраб i к}, N_{ГЭС i}, \eta_{ГЭС i}, Q_{пр i})]^{-1}_{1}. \quad (11.31)$$

Для решения задачи-поиска $V_{сраб\,i\,к}$ необходимо иметь зависимости вида (11.31) — многомерные кривые. С учетом принятых допущений (11.31) можно представить для каждого i-го интервала в виде одномерной зависимости $Q_в(V_{сраб\,i\,к})$ или $Q_в(z_{в.б})$ при $\Delta t_i = \text{const}$, $N_{ГЭС\,i} = \text{const}$, $Q_{пр i} = \text{const}$ и $\eta_{ГЭС i} = \text{const}$. Очевидно, что решением задачи будет такое значение $V_{сраб\,i\,к}$, при котором будет обеспечено условие:

$$\left| \frac{N_{ГЭС} - N^{р}_{ГЭС i}}{N_{ГЭС i}} \right| \leqslant \varepsilon_N, \quad (11.32)$$

где $N_{ГЭС i}$ и $N^{р}_{ГЭС}$ — заданное и обеспечиваемое (расчетное) сработкой водохранилища значения мощности ГЭС соответственно.

Поиск решения (11.32), удовлетворяющего (11.31), можно представить следующим образом: требуется найти такое значение $V_{сраб\,i\,к}$ для заданных $V_{сраб\,i\,н}$, $N_{ГЭС i}$, $Q_{пр i}$ в i-м интервале, чтобы удовлетворялось (11.32) с учетом (11.31). Очевидно, что это решение можно найти путем интегрирования (11.30) при наличии зависимости $F = F(V_{сраб\,i\,к})$ согласно (11.31).

Для получения последней необходимо предварительное решение следующей задачи: требуется найти значения $Q_{ГЭС\,i}$ для заданных значений $z_{в.б i} = \text{const}$ (при $УМО \leqslant z_{в.б i} \leqslant z_{в.б i н}$) и $N_{ГЭС i} = \text{const}$ для $\eta_{ГЭС\,i} = \text{const}$ и $Q_{пр i} = \text{const}$.

Последовательность данного итерационного расчета; задаемся произвольными значениями $Q_{ГЭС i j}$ в диапазоне от нуля до $Q^{макс}_{ГЭС j}$; затем определяем $z_{н.б i j}(Q_{ГЭС i j})$ и далее $H_{ГЭС i j}$ и, следовательно, $N^{р}_{ГЭС i}$. То значение $Q_{ГЭС i j}$, которое будет удовлетворять (11.32), явится решением поставленной задачи по поиску $F = F(V_{сраб i к})$ при $Q_{пр i} = \text{const}$.

Наличие этой зависимости позволяет найти решение (11.30) — $V_{сраб\,i\,к}$. Полученное для i-го интервала $V_{сраб\,i\,к}$ принимается равным $V_{сраб(i+1)н}$ и описанный процесс поиска решения повторяется до последнего k-го интервала.

Естественно, что подобный алгоритм решения целесообразно использовать на ЭВМ в расчетах, требующих повышенной точности, например в условиях дефицита водных ресурсов.

В качестве особенностей полученного решения следует отметить нелинейный характер зависимостей $F = F(V_{сраб\,i\,к})$ для низконапорных ГЭС, что требует при их численном интегрировании наличия нескольких интервалов по $V_{сраб\,i\,к}$, в пределах которых

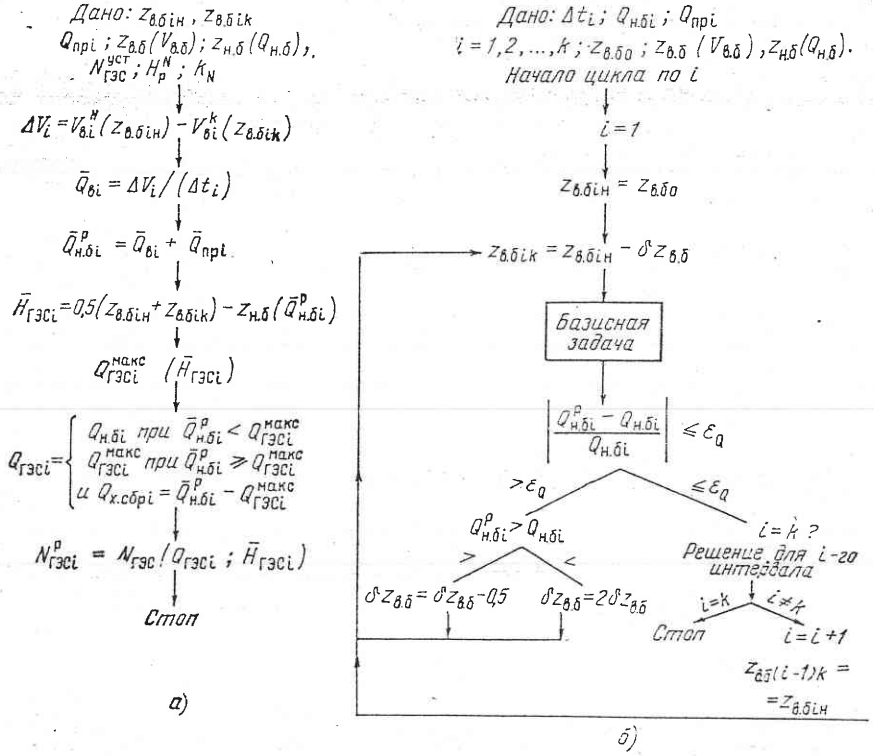


Рис. 11.1. Алгоритмы решения основных водноэнергетических задач:
а — базисная задача; *б—г* — водноэнергетический расчет русловой ГЭС при заданных графиках $Q_{н.б}(t)$, $z_{в.б}(t)$ и $N_{ГЭС}(t)$.

можно считать линейным характер кривой $F = F(V_{сраб\,i\,к})$ и использовать в расчетах метод трапеций.

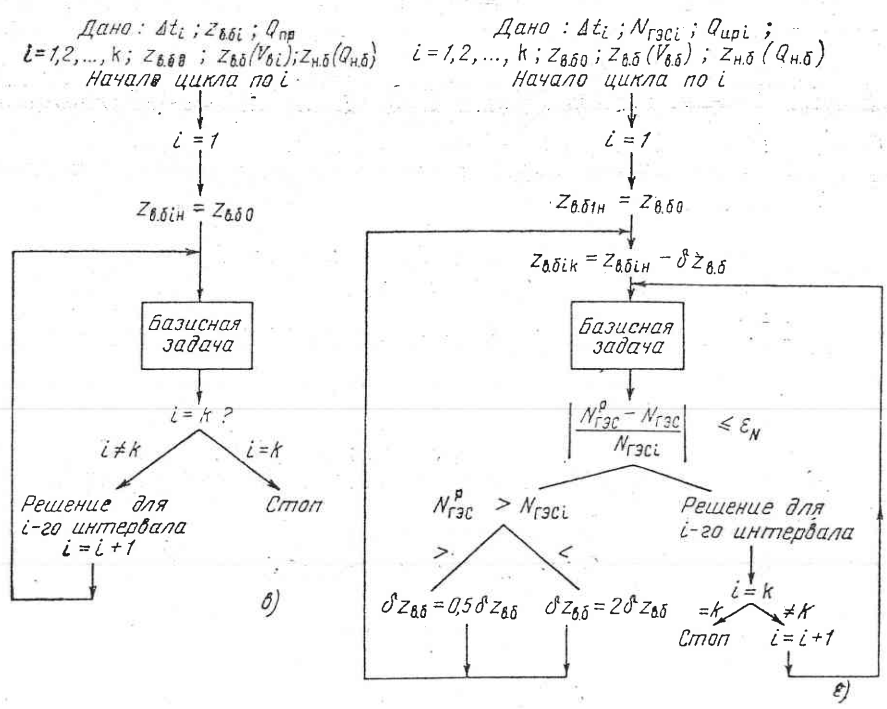
Для средненапорных и высоконапорных ГЭС в расчетах $V_{сраб\,i\,к}$ можно использовать всего один или два диапазона значений разбивки $F(V_{сраб\,i\,к})$.

Если принимать, что $F(V_{сраб\,i\,к})$ линейна в допустимом диапазоне значений $V_{сраб\,i\,к}$, то интеграл правой части (11.30) можно вычислить с достаточной степенью точности по формуле

$$\Delta t_i = \int_{V_{сраб\,i\,н}}^{V_{сраб\,i\,к}} \frac{dV_{сраб\,i}}{Q_{ГЭС}(V_{сраб\,i\,к},\ N_{ГЭС\,i}) - \bar{Q}_{пр\,i}} \approx \frac{V_{сраб\,i\,к} - V_{сраб\,i\,н}}{\bar{Q}_{ГЭС\,i} - \bar{Q}_{пр\,i}}, \quad (11.33)$$

где $\bar{Q}_{ГЭС\,i}(V_{сраб\,i\,к},\ N_{ГЭС\,i})$ вычисляется с учетом линейного характера изменения $Q_{ГЭС}(V_{сраб\,i\,к},\ N_{ГЭС\,i})$ по формуле

$$\bar{Q}_{ГЭС\,i}(V_{сраб\,i\,к},\ N_{ГЭС\,i}) = \bar{Q}_{ГЭС\,i}(z^{к}_{в.б},\ N_{ГЭС\,i}) = \\ = 0{,}5\,[Q_{ГЭС\,i\,н}(V_{сраб\,i\,н},\ N_{ГЭС\,i}) + Q_{ГЭС\,i\,к}(V_{сраб\,i\,к},\ N_{ГЭС\,i})]. \quad (11.34)$$



Подставив (11.34) в (11.33), получим, что искомое значение $V_{сраб\,i\,к}$ должно обеспечить решение следующего неявного алгебраического уравнения с двумя неизвестными: $Q_{ГЭС\,i\,к}$ и $V_{сраб\,i\,к}$

$$\bar{Q}_{ГЭС\,i} = \bar{Q}_{пр\,i} + \bar{Q}_{в\,i} = \bar{Q}_{пр\,i} + \frac{V_{сраб\,i\,к} - V_{сраб\,i\,н}}{\Delta t_i}. \quad (11.35)$$

Выражение (11.35) соответствует обычному условию баланса расходов в створе, и решение его может быть реализовано как графоаналитическим, так и численным методом. Причем первый из них используется в основном для выяснения связи параметров водноэнергетического режима, т. е. для изучения физической сущности рассматриваемой задачи. Численные методы являются более предпочтительными в массовых расчетах, в том числе и с помощью ЭВМ.

Полученные выше соотношения являются основой для проведения практически любых водноэнергетических расчетов.

Из анализа выражения (11.35) следует, что для заданных значений $\bar{Q}_{пр\,i}$ при известном уровенном режиме водохранилища, т. е. $z_{в.б}(t)$ или $V_{сраб}(t)$, однозначно определяется расход и напор ГЭС в i-м интервале и, следовательно, $N_{ГЭС\,i}$. То же самое можно сказать и о случае, когда известными являются режимы попусков в нижний бьеф, т. е. $Q_{н.б}(t)$. Тогда из (11.35) можно найти $Q_в(t)$ и далее $V_{сраб}(t)$, $z_{в.б}(V_{сраб}(t))$ и $N_{ГЭС}(t)$.

Итерационный процесс поиска $V_{\text{сраб}\,i\,к}$ требуется лишь в задаче, где заданными являются значения $Q_{\text{пр}i}$ и $N_{\text{ГЭС}i}$. Анализ трех основных рассмотренных задач позволяет сделать вывод о том, что в каждой из них имеется некоторая общая базисная часть — расчет параметров водноэнергетического режима ГЭС, т. е. $Q_{\text{в}}(t)$, $Q_{\text{ГЭС}}(t)$, $H_{\text{ГЭС}}(t)$, $N_{\text{ГЭС}}(t)$ при известных значениях $Q_{\text{пр}i}$, $z_{\text{в.б}\,i\,н}$ и $z_{\text{в.б}\,i\,к}$ в каждом i-м интервале времени.

В качестве иллюстрации на рис. 11.1 представлены блок-схемы алгоритмов четырех задач водноэнергетических расчетов. В последних трех основных задачах в виде функционального расчетного модуля используется базисная задача, представленная на рис. 11.1,*а*.

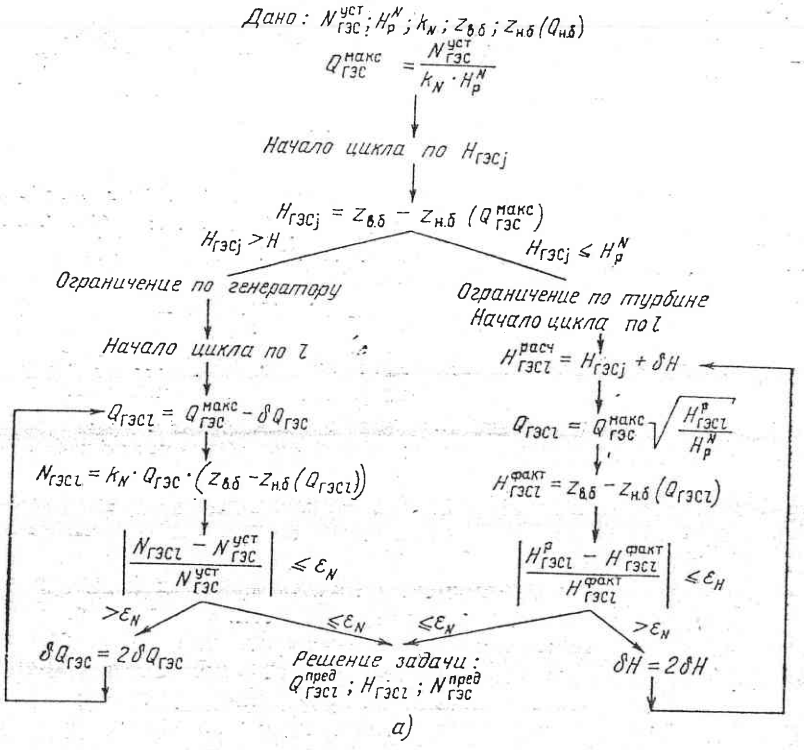
Для приплотинных и деривационных ГЭС при проведении водноэнергетических расчетов следует вводить потери напора в деривации и водопроводящих сооружениях. При учете переменного КПД ГЭС это может привести к появлению дополнительных итерационных расчетов по напору (см. гл. 10).

Наличие каскада не изменит последовательность расчетов для отдельной ГЭС. Однако взаимовлияние режимов ГЭС в сомкнутом каскаде потребует итерационной процедуры в расчетах. При этом для заданного графика отдачи каждой ГЭС по мощности расчет следует вести с верхней ступени каскада, задаваясь некоторым режимом нижележащих ГЭС.

В разомкнутом каскаде решение находится без итерационного процесса с использованием обычных балансов по расходу каскада (см. гл. 7).

Аналогичным образом ведутся расчеты каскада ГЭС при заданных режимах $z_{\text{в.б}\,l}(t)$, $V_{\text{сраб}\,l}(t)$ или $Q_{\text{в}\,l}(t)$. Для заданных графиков $Q_{\text{н.б}\,l}(t)$ расчет следует начинать с нижней ГЭС каскада. Дополнительные трудности вычислительного характера вносит учет времени добегания расхода между створами. Еще одна итерационная процедура потребуется при учете потерь воды из водохранилищ.

Особо отметим необходимость использования в расчетах для разных по длительности интервалов Δt_i (час, сутки, декада, месяц, год) соответствующих математических моделей бьефов и водопроводящих сооружений (см. гл. 13 и 14).



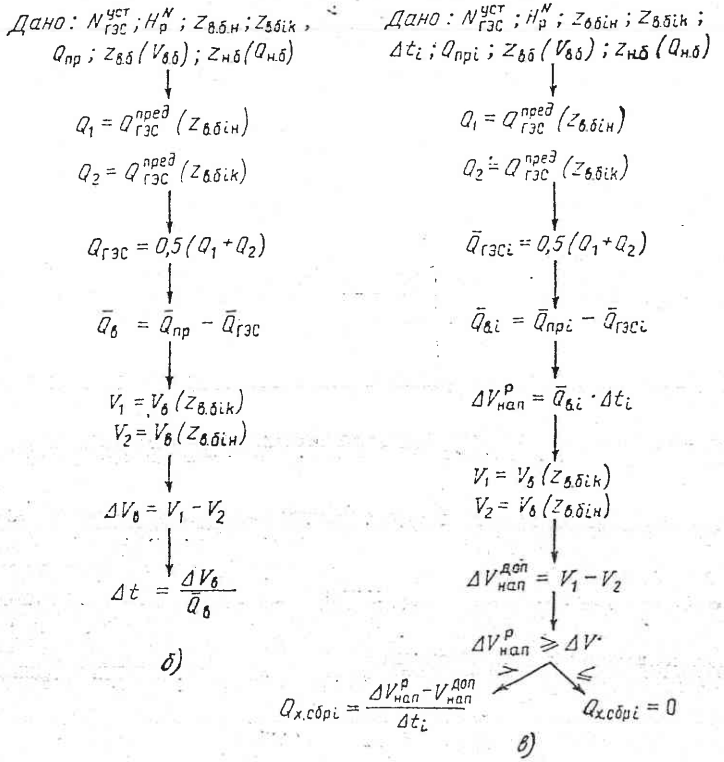


Рис. 11.2. Алгоритмы решения характерных задач водноэнергетических расчетов:
а — расчет предельных мощностей ГЭС при заданных $z_{\text{в.б}}$=const; *б* — задача расчета времени наполнения водохранилища при заданных значениях $z_{\text{в.б}\,i\,н}$, $z_{\text{в.б}\,i\,к}$ и ограничении по турбине и генератору; *в* — задача проверки возможности появления $Q_{\text{х.сбр}\,i}$ для заданных значений $z_{\text{в.б}\,i\,н}$, $z_{\text{в.б}\,i\,к}$, Δt_i, $Q_{\text{пр}\,i}$ и ограничений по турбине и генератору

Учет холостых сбросов на ГЭС приводит к появлению итерационных процедур по расходу, а также к возникновению дополнительных задач, например задачи поиска числа и степени открытия водосливных отверстий. Эта задача должна решаться с учетом ряда дополнительных факторов, в том числе скорости маневрирования затворами водосливов.

При проведении водноэнергетических расчетов помимо основных задач, рассмотренных выше, появляется и ряд характерных дополнительных задач, имеющих место во многих расчетах, например задачи расчета: предельных мощностей ГЭС при заданных отметках верхнего бьефа; режима наполнения водохранилища при условии минимизации холостых сбросов, т. е. работы ГЭС с предельно допустимыми мощностями по условиям ограничений по турбине и генератору; времени наполнения водохранилища при заданных значениях $z_{в.б\,i\,н}$ и $z_{в.б\,i\,к}$, $Q_{пр i}$ и ограничениях режима ГЭС по турбине и генератору; режима ГЭС по водотоку с учетом ограничений по турбине и генератору, а также задача проверки возможности появления $Q_{х.сбр\,i}$ в i-м интервале времени для заданных значений $z_{в.б\,i\,н}$, $z_{в.б\,i\,к}$, Δt_i, $Q_{пр i}$ и ограничений режима ГЭС и ряд других характерных задач. Все они решаются на основе использования полученных выше уравнений вида (11.35), а также технологической модели (см. гл. 7).

В качестве иллюстрации на рис. 11.2 представлен ряд алгоритмов решения некоторых из перечисленных характерных задач. В реальных условиях возможно появление самых разнообразных задач, связанных с водноэнергетическими расчетами. Однако все они будут базироваться на необходимости использования модульных (основных) задач, рассмотренных выше. Различные задачи будут отличаться друг от друга только логическими связями указанных модульных или основных задач.

11.3. РАСЧЕТ СРАБОТКИ-НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩ ГАЭС И ГЭУ ДРУГИХ ТИПОВ

Расчеты режимов ГАЭС. Рассмотрим задачу расчета уровенного режима бьефов ГАЭС несовмещенного вида для периода заряда $z_{н.б}(t)$ и разряда $z_{в.б}(t)$, а также основных показателей этих режимов $Q_{ГАЭС}(t)$, $H_{ГАЭС}(t)$, $H_а(t)$ для заданного графика работы по активной мощности $N_{ГАЭС}(t)$. Заданы характеристики бьефов $z_{в.б}(V_{в.б})$ и $z_{н.б}(V_{н.б})$; КПД заряда (насосный режим) и разряда (турбинный режим), а также потери напора в водоводах $h_{вод}$ приняты постоянными.

Математическая модель задачи представляется следующим образом.

Для заданных графиков $N^т_{ГАЭС}(t)$ и $N^н_{ГАЭС}(t)$ на интервале времени $T = t_к - t_0$ при известном состоянии бьефов в момент t_0, т. е. $z_{в.б0}$, $z_{н.б0}$, при условии, что $k^т_N = \text{const}$, $h_{вод} = \text{const}$, $k^н_N = \text{const}$, требуется найти $z_{в.б}(t)$ и $z_{н.б}(t)$, а также $Q_{ГАЭС}(t)$, $H_{ГАЭС}(t)$, $H_а(t)$,

Расчет ведется при следующих дополнительных допущениях: режим ГАЭС установившийся, т. е. графики $z_{в.б}(t)$ и $z_{н.б}(t)$ однозначно соответствуют $V_{в.б}(t)$ и $V_{н.б}(t)$; потери расхода в бьефах отсутствуют; заданные графики работы ГАЭС по мощности допустимы; расчет проводится для ГАЭС с блочной гидравлической схемой с одинаковыми обратимыми агрегатами, т. е. $\eta_а = \eta_{ГАЭС}$, $H_{аi} = H_{аj}$.

Основные расчетные соотношения для заряда (насосный режим):

$$N^н_{ГАЭС}(t) = \frac{Q^н_{ГАЭС}(t)\,H^н_а(t)}{102\eta_н(t)} = k^н_N\,Q^н_{ГАЭС}(t)\,H^н_а(t), \qquad (11.36)$$

где

$$Q^н_{ГАЭС}(t) = Q_в(t) = \frac{dV_{н.б}(t)}{dt} < 0; \qquad (11.37)$$

$$H_а{}^н(t) = z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t) + h_{вод} \qquad (11.38)$$

при

$$z_{в.б}(t) = z_{в.б}(V_{в.б}(t));\ z_{н.б}(t) = z_{н.б}(V_{н.б}(t)); \qquad (11.39)$$

$$V_{в.б}(t) = V_{в.б0}(z_{в.б0}) + \int_{t_0}^{t} Q_в(t)\,dt; \qquad (11.40)$$

$$V_{н.б}(t) = V_{н.б0}(z_{н.б0}) - \int_{t_0}^{t} Q_в(t)\,dt. \qquad (11.41)$$

Соответственно для разряда (турбинный режим)

$$N^т_{ГАЭС}(t) = \frac{Q^т_{ГАЭС}(t)\,H^т_а(t)\,\eta^т(t)}{102} = k^т_N\,Q^т_{ГАЭС}(t)\,H^т_а(t), \qquad (11.42)$$

где

$$Q^т_{ГАЭС}(t) = Q_в(t) = \frac{dV_{в.б}(t)}{dt} > 0; \qquad (11.43)$$

$$H_а{}^т(t) = z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t) - h_{вод}, \qquad (11.44)$$

при

$$V_{в.б}(t) = V_{в.б0}(z_{в.б0}) - \int_{t_0}^{t} Q_в(t)\,dt; \qquad (11.45)$$

$$V_{н.б}(t) = V_{н.б0}(z_{н.б0}) + \int_{t_0}^{t} Q_в(t)\,dt. \qquad (11.46)$$

С учетом баланса расхода на ГАЭС несовмещенного типа получаем, что $|\Delta V_{в.б}| \equiv |-\Delta V_{н.б}|$, т. е. объем $V_{в.б}$ однозначно связан с $V_{н.б}$ для заданных значений $V_{в.б0}$ и $V_{н.б0}$.

Подставим (11.37)—(11.41) в (11.36), (11.43)—(11.46) в (11.42). Получим

$$N^{н}_{ГАЭС}(t) = k_N \frac{dV_{н.б}(t)}{dt}(z_{в.б}(V_{в.б}(t)) - z_{н.б}(V_{н.б}(t)) + h_{вод}); \quad (11.47)$$

$$N^{т}_{ГАЭС}(t) = k^{т}_N \frac{dV_{в.б}(t)}{dt}(z_{в.б}(V_{в.б}(t)) - z_{н.б}(V_{н.б}(t)) - h_{вод}). \quad (11.48)$$

Полученные уравнения относятся к классу нелинейных дифференциальных уравнений 1-го порядка по отношению к искомым переменным. Решение этих уравнений в общем виде, т. е. в виде аналитической зависимости $V_{в.б}$ от $N_{ГАЭС}$ и t, невозможно. Только в некоторых частных случаях связь $V_{в.б}$ с $N_{ГАЭС}$ и t можно найти и в аналитическом виде, например для $N_{ГАЭС}=\text{const}$ и известных аналитических зависимостей $z_{в.б}(V_{в.б})$ и $z_{н.б}(V_{н.б})$. В частности, это относится к ГАЭС несовмещенного типа, имеющим искусственные водохранилища, с характеристиками, близкими к зависимостям $h_{сраб}=AV^2_{сраб}$.

Для поиска метода решения задачи в общем случае приведем (11.47) и (11.48) к виду

$$Э^{н}_{ГАЭС}(t) = \int_{t_0}^{t} N^{н}_{ГАЭС}(t)\,dt = k^{н}_N \int_{V_{в.б0}}^{V_{в.б}} H^{н}_{а}(V_{в.б})\,dV_{в.б}; \quad (11.49)$$

$$Э^{т}_{ГАЭС}(t) = \int_{t_0}^{t} N^{т}_{ГАЭС}(t)\,dt = k^{т}_N \int_{V_{в.б0}}^{V_{в.б}} H^{т}_{а}(V_{в.б})\,dV_{в.б}. \quad (11.50)$$

Из (11.49) и (11.50) следует, что $Э^{н}_{ГАЭС}$ и $Э^{т}_{ГАЭС}$ зависят только от одного параметра — используемого объема водохранилищ ГАЭС в насосном и турбинном режимах, т. е. $Э^{н}_{ГАЭС}(V_{в.б})$ и $Э^{т}_{ГАЭС}(V_{в.б})$, или с учетом однозначной связи $V_{в.б}$ и $V_{н.б}$ — $Э^{н}_{ГАЭС}(V_{н.б})$ и $Э^{т}_{ГАЭС}(V_{н.б})$. Эти зависимости отличаются от энергетических характеристик водохранилища на значение КПД ГАЭС в турбинном и насосном режимах,

Наличие подобных характеристик значительно упрощает решение поставленной задачи. Действительно, заданному графику $N_{ГАЭС}(t)$ можно поставить в соответствие зависимость $Э_{ГАЭС}(t)$ и далее по энергетическим характеристикам $Э_{ГАЭС}=Э_{ГАЭС}(V_{в.б})$ и $Э_{ГАЭС}(V_{н.б})$ для насосного и турбинного режимов нетрудно рассчитать уровенный режим ГАЭС и связанные с ним его энергетические показатели, т. е. $z_{в.б}(t)$, $z_{н.б}(t)$, $Q_{ГАЭС}(t)$, $H_{ГАЭС}(t)$ и $H_{а}(t)$.

В общем виде зависимости $Э^{н}_{ГАЭС}(V_{в.б})$ и $Э^{т}_{ГАЭС}(V_{в.б})$, а также $Э^{н}_{ГАЭС}(V_{н.б})$ могут быть построены при помощи напорных характеристик ГАЭС, определяемых соотношениями:

$$H_{а}{}^{н}(V_{в.б}) = z_{в.б}(V_{в.б}) - z_{н.б}(V_{н.б}) + h_{вод}; \quad (11.51)$$

$$H_{а}{}^{т}(V_{в.б}) = z_{в.б}(V_{в.б}) - z_{н.б}(V_{н.б}) - h_{вод}. \quad (11.52)$$

Аналогично строятся и напорные характеристики ГАЭС $H_{а}{}^{н}(V_{н.б})$ и $H_{а}{}^{т}(V_{н.б})$.

Далее следует проинтегрировать указанные зависимости по $V_{в.б}$ и $V_{н.б}$ численными методами (например, по формуле трапеции).

Для расчетного интервала, равного 1 ч, при напорах в метрах, объемах водохранилища в кубических метрах выработку (потребление) ГАЭС получим в МВТ·ч:

$$Э^{т}_{ГАЭС}(V_{в.бm}) = \sum_{j=1}^{m} 0{,}5(H^{н}_{j} + H^{к}_{j}) \frac{\Delta V_{сраб}\,\eta_{т}}{367 \cdot 10^3} \quad (11.53)$$

при $$V_{в.бm} = V^{макс}_{в.б} - \sum_{j=1}^{m} \Delta V_{сраб\,j};$$

$$Э^{н}_{ГАЭС}(V_{в.бm}) = \sum_{j=1}^{m} 0{,}5(H^{н}_{j} + H^{к}_{j}) \frac{\Delta V_{нап\,j}}{\eta_{н}\,367 \cdot 10^3} \quad (11.54)$$

при $$V_{в.бm} = V^{мин}_{в.б} + \sum_{j=1}^{m} \Delta V_{нап\,j},$$

соответственно

$$Э^{н}_{ГАЭС}(V_{н.бm}) = \sum_{j=1}^{m} 0{,}5\,(H^{н}_{j} + H^{к}_{j}) \frac{\Delta V_{сраб\,j}}{\eta_{н}\,367 \cdot 10^3} \quad (11.55)$$

при $$V_{н.бm} = V^{мако}_{н.б} - \sum_{j=1}^{m} \Delta V_{сраб};$$

$$Э^{т}_{ГАЭС}(V_{н.бm}) = \sum_{j=1}^{m} 0{,}5\,(H^{н}_{j} + H^{к}_{j}) \frac{\Delta V_{нап\,j}\,\eta_{г}}{367 \cdot 10^3} \quad (11.56)$$

при $$V_{н.бm} = V^{мин}_{н.б} + \sum_{j=1}^{m} \Delta V_{нап\,j}.$$

Здесь $\Delta V_{сраб\,j}$ и $\Delta V_{нап\,j}$ — элементарные объемы сработки или наполнения водохранилищ ГАЭС, соответствующие уровням $z^{н}_{в.б\,i}$ и $z^{к}_{в.б\,i}$ или $z^{н}_{н.б\,i}$ и $z^{к}_{н.б\,i}$. Напоры агрегатов ГАЭС $H_{j}{}^{н}$ и $H_{j}{}^{к}$ соответствуют указанным значениям уровней на напорной характеристике ГАЭС (см. рис. 10.10).

На основании указанных расчетов можно построить энергетические характеристики ГАЭС для верхнего и нижнего бьефов (рис. 11.3). С помощью найденных характеристик для любых заданных значений $V_{в.б0}(z_{в.б0})$, $V_{н.б0}(z_{н.б0})$ и выработке-потреблении энергии ГАЭС для каждого момента t можно определить состояние водохранилищ, т. е. $z_{в.б}$, $z_{н.б}$, $V_{в.б}$, $V_{н.б}$, и затем по фор-

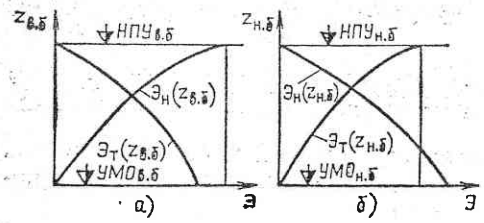


Рис. 11.3. Энергетические характеристики ГАЭС для верхнего (*а*) и нижнего (*б*) бьефов

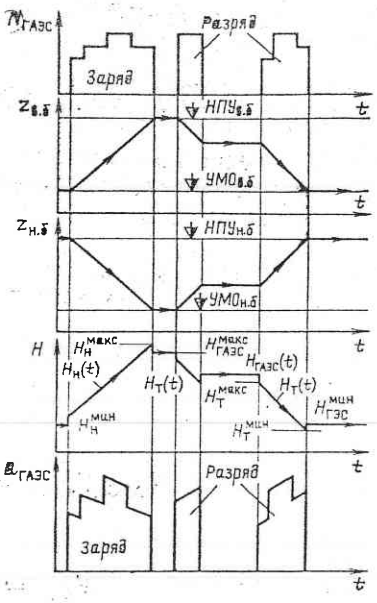


Рис. 11.4. Общий вид изменения во времени основных энергетических показателей ГАЭС

мулам (11.37), (11.38), (11.42) и (11.44) — расход и напор для насосного и турбинного режимов.

Для всего периода времени $T=t_к—t_0$ можно построить искомые графики изменения во времени $z_{в.б}$, $z_{н.б}$, $H_н$, $H_т$ и $Q_{ГАЭС}$ (рис. 11.4).

Как правило, единичный интервал Δt_i для ГАЭС суточного регулирования равен 1 ч, внутри которого $N_{ГАЭС}(t)=\text{const}$. Для высоконапорных ГАЭС этому соответствует линейный характер изменения напора и расхода в течение этого интервала, причем для насосного режима напор увеличивается, а расход уменьшается, для турбинного режима — наоборот. При скачкообразном изменении $N_{ГАЭС}$ во времени также скачкообразно изменяется и расход. Напор $H_а$, $H_т$ или $H_н$ в момент изменения мощности не меняется при условии $h_{вод}=\text{const}$ или изменяется на значение потерь напора в водоводах, т. е. $h_{вод}(Q_{ГАЭС})$. Некоторое влияние на $H_а$ может оказывать и изменение КПД ГАЭС при $Q_{ГАЭС}=\text{const}$.

Максимальный и минимальный напоры $H_н$ больше соответствующих значений $H_т$ на $2h_{вод}$. В периоды остановки напор ГАЭС постоянен и равен разности уровней бьефов. При пуске гидроагрегатов напор $H_а$ мгновенно изменяется — либо увеличивается для насосного режима на $h_{вод}(Q_{ГАЭС})$, либо уменьшается для турбинного режима на то же значение.

Особенности водноэнергетических расчетов других типов ГЭУ. Приведенный выше подход к организации водноэнергетических расчетов ГЭС и ГАЭС несовмещенного типа позволяет решать аналогичные задачи и для других видов ГЭУ.

Для ГАЭС, так же как и для ГЭС, можно учесть потери воды из водохранилища. Усложнение расчетов для ГАЭС совмещенного типа будет заключаться в использовании соответствующих характеристик бьефов. В частности, если нижний бьеф ГАЭС является водохранилищем ГЭС длительного регулирования, то в течение суток отметка нижнего бьефа ГАЭС может считаться практически постоянной. Неизменными в течение краткосрочных интервалов времени могут считаться отметки и напоры на ГЭС-ГАЭС в каскаде длительного регулирования. Режим работы бьефов подобного каскада в длительном интервале времени незначительно зависит от насосного режима ГАЭС краткосрочного регулирования.

Для каскада ГЭС-ГАЭС краткосрочного регулирования для суточных (или недельных) интервалов времени режим верхнего бьефа будет определяться одновременно попусками со стороны верхней ГЭУ и отдачей данной электростанции.

Наличие каскада ГАЭС несовмещенного типа усложнит расчеты только в смысле появления некоторых дополнительных соотношений, пропорциональных числу ГЭУ, без изменения порядка самих расчетов и вида используемых характеристик. Для промежуточных водохранилищ их объем будет определяться одновременно попусками из верхней ГАЭС и расходами данной ГЭУ.

Некоторыми особенностями в проведении водноэнергетических расчетов обладают ПЭС. Для этих видов ГЭУ уровень одного из бьефов (море) существенно меняется в течение суток независимо от режима ПЭС и определяет собой только уровенный режим бассейна или бассейнов приливных электростанций. Потери расхода здесь незначительны. В этом случае мощность однобассейновой ПЭС в прямом турбинном режиме ($z_{бас}>z_м$) в данный момент t равна

$$N_{ПЭС}^{п.т.р}=\frac{Q_{ПЭС}^{п.т.р}\,H_{ПЭС}^{п.т.р}\,\eta_{ПЭС}^{н.т.р}}{102}, \qquad (11.57)$$

где
$$H_{ПЭС}^{п.т.р}=z_{бас}-z_м-h_{пот}^{п.т.р} \qquad (11.58)$$

при $z_м=z_м(t)$; $z_{бас}=z_{бас}(V_{бас})$ и $h_{пот}^{п.т.р}=h_{пот}^{п.т.р}(Q_{ПЭС}^{п.т.р})$;

$$V_{бас}^{п.т.р}=V_0-\int_0^t (Q_{ПЭС}^{п.т.р}(t)+Q_{х.сбр}(t))\,dt; \qquad (11.59)$$

$$Q_{ПЭС}^{п.т.р}+Q_{х.сбр}=F_{бас}\frac{dz_{бас}}{dt} \qquad (11.60)$$

при
$$Q_{бас}^{п.т.р}=Q_{бас}^{п.т.р}(N_{бас}^{п.т.р},\ H_{бас}^{п.т.р}).$$

Холостые сбросы имеют место при необходимости быстрейшего опорожнения бассейна, а в обратном турбинном режиме — при его наполнении.

Для обратного турбинного режима ($z_{бас} < z_м$) получаем следующее выражение:

$$N_{ПЭС}^{о.т.р} = \frac{Q_{ПЭС}^{о.т.р} H_{ПЭС}^{о.т.р} \eta_{ПЭС}^{о.т.р}}{102}; \quad (11.61)$$

$$H_{ПЭС}^{о.т.р} = z_м - z_{бас} - h_{пот}^{о.т.р}; \quad (11.62)$$

$$V_{бас}^{о.т.р} = V_0 + \int_0^t (Q_{ПЭС}^{о.т.р}(t) + Q_{х.сбр}(t))\,dt \quad (11.63)$$

при $Q_{ПЭС}^{о.т.р} = Q_{ПЭС}^{о.т.р}(N_{ПЭС}^{о.т.р}, H_{ПЭС}^{о.т.р})$ и $Q_{х.сбр} = Q_{х.сбр}(H_{ПЭС}^{о.т.р})$.

Аналогичные выражения можно записать и для насосных режимов обратимого оборудования ПЭС.

На некоторых ПЭС может быть реализован насосный режим — прямой или обратный. В прямом насосном режиме вода перекачивается из моря в бассейн, в обратном — наоборот. При этом прямой насосный режим может начинаться при $z_м > z_{бас}$, а заканчиваться при $z_м < z_{бас}$. Для обратного насосного режима сначала $z_м < z_{бас}$, а в конце $z_м > z_{бас}$. Практически это означает возможность изменения знака напоров ПЭС в насосном режиме.

Расчетные уравнения для прямого насосного режима имеют вид:

$$N_{ПЭС}^{п.н.р} = \frac{Q_{ПЭС}^{п.н.р} H_{ПЭС}^{п.н.р}}{102\eta_{ПЭС}^{п.н.р}}; \quad (11.64)$$

$$H_{ПЭС}^{п.н.р} = z_{бас} - z_м + h_{ПЭС}^{п.н.р}; \quad (11.65)$$

$$V_{ПЭС}^{п.н.р} = V_0 + \int_0^t Q_{ПЭС}^{п.н.р}(t)\,dt \quad (11.66)$$

при $Q_{ПЭС}^{п.н.р} = Q_{ПЭС}^{п.н.р}(N_{ПЭС}^{п.н.р}, H_{ПЭС}^{п.н.р})$.

Соответственно для обратного насосного режима:

$$N_{ПЭС}^{о.н.р} = \frac{Q_{ПЭС}^{о.н.р} H_{ПЭС}^{о.н.р}}{102\eta_{ПЭС}^{о.н.р}}; \quad (11.67)$$

$$H_{ПЭС}^{о.н.р} = z_м - z_{бас} + h_{ПЭС}^{о.н.р}; \quad (11.68)$$

$$V_{ПЭС}^{о.н.р} = V_0 - \int_0^t Q_{ПЭС}^{о.н.р}(t)\,dt \quad (11.69)$$

при $Q_{ПЭС}^{о.н.р} = Q_{ПЭС}^{о.н.р}(N_{ПЭС}^{о.н.р}, H_{ПЭС}^{о.н.р})$.

В настоящее время существует большое многообразие типов ГЭУ. Например, ГЭС-ГАЭС увеличенного напора; многобассейновые схемы в энергетических комплексах; каскады ГЭС с контррегулированием и т. д. Однако все задачи, возникающие при

проведении водноэнергетических расчетов ГЭУ этих типов, будут базироваться на рассмотренных в данной главе основных задачах для ГЭС и ГАЭС. С помощью их можно решать и любые новые виды задач, которые могут встретиться в проектных или эксплуатационных расчетах.

ГЛАВА 12

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ВОДНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

12.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В современных энерго-водохозяйственных системах работают ГЭУ разного типа, отличающиеся по виду регулирования стока, способу создания напора, условиям работы в различные периоды года в соответствии с требованиями отраслей народного хозяйства. Корректный учет всех технологических и режимных особенностей ГЭУ в значительной мере влияет на их технико-экономические показатели и, следовательно, на перспективы использования гидроэнергии в народном хозяйстве. С этой целью в данной главе рассматриваются общие энергетические и режимные особенности, характерные для каждого вида ГЭУ.

Учет этих особенностей в расчетах краткосрочных и длительных режимов энерго-водохозяйственных систем будет рассмотрен ниже в гл. 13 и 14.

12.2. ГЭС БЕЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА И ГЭС С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ КРАТКОСРОЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

ГЭС без регулирования стока работают по режиму водотока, т. е. при $z_{в.б}(t) = НПУ = const$. Их режим полностью и однозначно определяется приточностью к створу ГЭС, так как $Q_{н.б}(t) = Q_{пр}(t)$ и $Q_в(t) = 0$. Как правило, это низконапорные, небольшие по мощности ГЭС. Они вызывают наименьшие изменения в природе данного региона и не меняют естественного режима водотока, если в каскаде отсутствуют ГЭС с регулированием стока.

Для рек снегового питания график работы ГЭС без регулирования, как правило, относительно равномерный во времени и соответствует базисной зоне графика нагрузки. Для рек дождевого питания режим отдачи ГЭС во времени может быть неравномерным, но и он соответствует базисному режиму. Никакие виды резерва системы на таких ГЭС не устанавливаются. Основной задачей системы регулирования ГЭС является поддержание $z_{в.б}(t) = НПУ$. Режим работы ГЭС можно считать установившимся. Возможна оптимизация внутристанционного режима ГЭС

без регулирования. В целом с учетом H_p^N режим этих ГЭС можно описать следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} &z_{в.б}(t) = \text{НПУ} = \text{const};\\ &Q_в(t) = 0; \quad Q_{н.б}(t) = Q_{пр}(t);\\ &Q_{ГЭС}(t) = \begin{cases} Q_{н.б}(t) \text{ при } Q_{н.б}(t) < Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС});\\ Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}) \text{ при } Q_{н.б}(t) \geqslant Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС});\end{cases}\\ &Q_{х.сбр} = Q_{н.б}(t) - Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}(t)).\end{aligned}\right\} \quad (12.1)$$

Мощность подобных ГЭС невелика (рис. 12.1). Значительную часть года здесь возможны холостые сбросы воды. При этом мощность ГЭС будет определяться схемой создания напора и организацией пропуска $Q_{х.сбр}$ через головной узел в нижний бьеф или через деривацию и напорный бассейн в нижний бьеф для деривационных ГЭС; через водосбросы в нижний бьеф для плотинной ГЭС. Для любой схемы создания напора имеют место потери его за счет нижнего бьефа, т. е. $\Delta N_{н.б}(Q_{н.б})$ и $\Delta Э_{н.б}(Q_{н.б})$. Если пропуск $Q_{х.сбр}$ организован через деривацию и напорный бассейны, то появляются дополнительные потери напора и, следовательно, мощности и энергии, что ведет к малой энергетической эффективности схемы. В периоды пропуска максимальных расходов, когда напор может быть меньше H_p^N, возможно появление связанной по напору мощности $N_{связ}$ $(H_{ГЭС})$ (рис. 12.1). Это вызывает дополнительные потери мощности и энергии. Для повышения эффективности ГЭС без регулирования стока на них иногда размещают так называемую сезонную мощность $N_{сез}$. Она обеспечена водой ограниченное время в году и влияет только на расход топлива в системе, не увеличивая вытесняющей мощности ГЭС.

Выработка ГЭС без регулирования может быть найдена по формуле

$$Э_{ГЭС}^{б.р} = Э_{гу}^{под} - \Delta Э_{н.б} - \Delta Э_{реж}^{Q} - \Delta Э_{реж}^{H}, \quad (12.2)$$

где $\Delta Э_{н.б}$ — потери энергии за счет нижнего бьефа; $\Delta Э^{Q}_{реж}$, $\Delta Э^{H}_{реж}$ — режимные потери энергии за счет холостых сбросов и наличия связанной по напору мощности.

Коэффициент использования стока для ГЭС без регулирования $k_W^{б.р}$ очень низкий; коэффициент использования напора $k^{H\,б.р}$ значителен для русловых ГЭС и несколько меньше для деривационных.

ГЭС суточного регулирования стока. Основное назначение этого вида регулирования стока — преобразовать, как правило, равномерный график приточности к створу согласно требованиям неравномерного суточного графика нагрузки. Для этого в некоторое время суток происходит накопление естественного стока $W_{пр}$ в водохранилище, а затем его расходование в часы пиковых нагрузок.

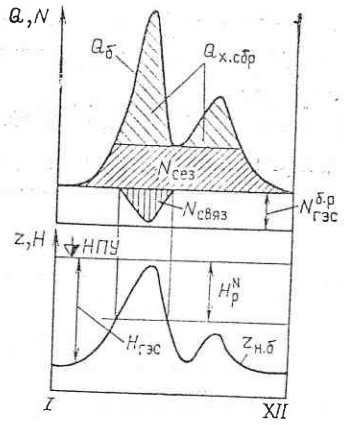


Рис. 12.1. Режимы работы ГЭС без регулирования стока в течение года

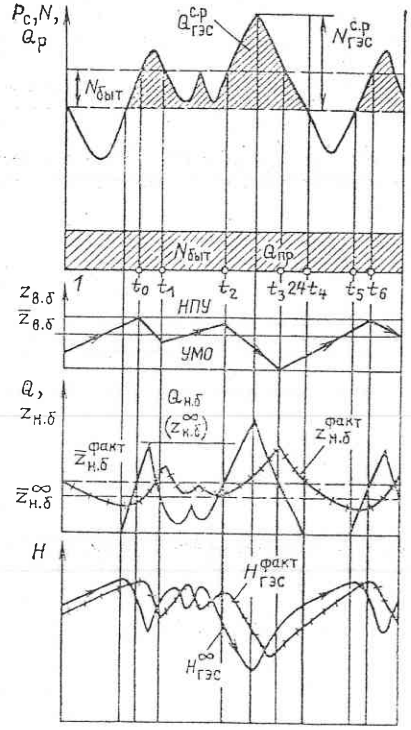


Рис. 12.2. Особенности режимов работы ГЭС суточного регулирования

При равномерном графике приточности к створу ГЭС в течение года для реализации суточного регулирования достаточно иметь водохранилище в размере половины объема суточного стока. В реальных условиях этот объем может быть несколько меньше или больше. Наличие даже небольшого водохранилища увеличивает обеспеченность отдачи ГЭС в течение года. ГЭС суточного регулирования могут быть разными по способу создания напора, который, как правило, небольшой. В связи с этим невелики и затопления в верхнем бьефе таких ГЭС.

Наличие суточного регулирования стока приводит к появлению некоторых особенностей энергетического и водохозяйственного использования подобных ГЭС. Поясним это графически на рис. 12.2. Пусть для известной отметки НПУ в створе ГЭС задан график $Q_{пр}$=const, что обеспечивает базовый режим работы ГЭС без регулирования $N_{ГЭС}^{б.р} = \text{const}$ (заштрихованная площадь в базисной части графика нагрузки). Разместим $Э_{ГЭС}^{б.р}$ в пиковой части. При этом, естественно, вытесняющая мощность ГЭС суточного регулирования увеличивается до $N_{ГЭС}^{с.р}$. В общем случае $N_{ГЭС}^{с.р}$ будет тем больше, чем выше пиковость графика нагрузки, т. е. чем меньше h и δ. Тем самым обеспечивается так

называемый мощностный эффект ГЭС, когда $N^{с.р}_{ГЭС} \gg N^{б.р}_{ГЭС}$, и улучшаются условия работы ТЭС и АЭС в системе за счет выравнивания их графика работы за 1 с. Увеличение мощности ГЭС при том же графике $Q_{пр}(t)$ вызовет некоторое уменьшение $Q_{х.сбр}(t)$ по сравнению с ГЭС без регулирования, т. е. $k^{с.р}_{W} > k^{б.р}_{W}$. Вместе с тем коэффициент использования напора здесь несколько меньше за счет потерь его при сработке водохранилища. На ГЭС суточного регулирования стока возможна установка сезонной мощности.

Такие ГЭС могут активно участвовать в суточном распределении нагрузки в периоды малой и средней водности. На них может быть размещена и часть нагрузочного резерва энергосистемы. Естественно, что при этом предполагается оптимальным внутристанционный режим использования оборудования. В периоды паводка или половодья, когда $Q_{пр} \gg Q^{макс}_{ГЭС}$, ГЭС суточного регулирования работают в базисной части графика нагрузки и не участвуют в его регулировании. В это время они не могут нести и функции резерва системы. Для низконапорных ГЭС уменьшение напоров в паводок или половодье может привести к уменьшению располагаемой мощности.

Суточное регулирование может приводить к резким колебаниям уровней верхнего и нижнего бьефов, отличающимся от естественного хода уровней водотока. Рассмотрим это на рис. 12.2, предполагая, что графики отдачи по мощности ГЭС без регулирования и суточного регулирования пропорциональны графикам расходов, т. е. $Q_{пр}(t)$ и $Q^{с.р}_{ГЭС}(t)$. Предположим, что водохранилище ГЭС позволяет реализовать полное суточное регулирование стока, т. е. $T_{рег}=1$ сут. Это означает, что ГЭС не работает при НПУ, а периодически наполняется до него и затем сразу срабатывается. Допустим, что в момент t_0 отметка верхнего бьефа равна НПУ, т. е. $Q_{в0}=0$, $Q_{н.б0}=Q_{пр0}=Q_{ГЭС0}$. Тогда за время t_0—t_6 будет происходить сработка-наполнение водохранилища в соответствии с графиком, представленным в табл. 12.1.

Из графиков рис. 12.2 видно, что среднесуточная отметка верхнего бьефа $\bar{z}_{в.б} < $ НПУ. Это явление будет связано с уменьшением $Э^{под}_{тр}$ и, следовательно, всей выработки ГЭС суточного

Таблица 12.1. **Режимы работы ГЭС суточного регулирования**

Параметр	Время регулирования					
	t_0	t_0—t_1	t_1—t_2	t_2—t_3	t_3—t_6	t_0
$Q^{с.р}_{ГЭС}$	$Q_{пр}$	$>Q_{пр}$	$<Q_{пр}$	$>Q_{пр}$	$<Q_{пр}$	$Q_{пр}$
$-Q_{в}$	0	>0	<0	>0	<0	0
$z_{в.б}$	НПУ	Сработка	Наполнение	Сработка	Наполнение	НПУ

регулирования по сравнению с ГЭС без регулирования за данные сутки, а также и за год в целом. Однако подобное уменьшение суточной выработки может быть компенсировано приростом годовой выработки за счет сокращения $W_{х.сбр}$.

Указанные потери суточного регулирования достигают 3—5% суточной выработки ГЭС без регулирования и увеличиваются с уменьшением напора. Наличие их обусловлено как снижением $z_{в.б}$, так и повышением $\bar{z}_{н.б}$ за счет возникновения в нижнем бьефе неустановившегося движения воды. Поясним это явление рис. 12.2. Для установившегося режима каждому значению $Q^{с.р}_{ГЭС} \equiv Q_{н.б}$ будет соответствовать $z^{\infty}_{н.б}(t) = z_{н.б}(Q_{н.б}(t))$, определенное по кривой связи нижнего бьефа. Тогда для интервала времени t_4—t_5 $z^{\infty}_{н.б}(t) = 0$. Однако в действительности за счет инерционности жидкости изменение отметки нижнего бьефа во времени будет происходить по несколько иному закону. Характер зависимости $z^{факт}_{н.б}(t)$ определяется многими факторами и описывается в общем случае для медленно изменяющихся процессов во времени уравнениями Сен-Венана. Для ночного периода, когда $N^{с.р}_{ГЭС}(t) = 0$ и $Q_{н.б}(t) = 0$, отметка нижнего бьефа будет постепенно уменьшаться, не достигая при этом сухого дна реки к утреннему пику нагрузки. График $z^{факт}_{н.б}(t)$ достигает экстремальных значений несколько позже, чем график $Q_{н.б}(t)$. При этом диапазон фактических колебаний уровней нижнего бьефа в течение суток может достигать несколько метров, что доказывает важность учета неустановившегося движения воды для низконапорных и средненапорных ГЭС. В часы максимальных нагрузок $z^{факт}_{н.б}$ обычно несколько меньше своего максимального значения за сутки, что позволяет увеличить отдачу ГЭС в это время. Следует заметить, что при этом среднесуточная отметка нижнего бьефа с учетом неустановившегося движения воды меньше, чем для ГЭС без регулирования.

Таким образом, для суточного интервала времени $Э^{б.р}_{сут} > Э^{с.р}_{сут}$, а для годового $Э^{б.р}_{год} \ll Э^{с.р}_{год}$, т. е. коэффициент использования $Э^{под}_{гу}$ увеличился за счет снижения $W_{х.сбр}$, несмотря на уменьшение средневзвешенного напора в течение года. С учетом (12.2) за год

$$Э^{с.р}_{ГЭС} = Э^{под}_{гу} - \Delta Э_{н.б} - \Delta Э_{в.б} - \Delta Э^{а}_{реж} - \Delta Э^{н}_{реж}. \qquad (12.3)$$

При изменении напора наиболее существенно влияние суточного регулирования на режим низконапорных и средненапорных ГЭС. При этом для расчета графика $z_{в.б}(t)$ в большинстве случаев нельзя пользоваться объемной характеристикой водохранилища $z_{в.б}(V_в)$, соответствующей статическому режиму работы ГЭС. Для описания процессов в верхнем бьефе необходимы специальные математические модели, учитывающие наличие переходных процессов в водохранилище. Эти же модели должны учитывать наличие переходных гидравлических процессов и для деривационных ГЭС. Особенно это относится к ГЭС с длинной

деривацией, обладающим к тому же ограниченным суточным регулированием. Указанное ограничение может определяться как малыми объемами водохранилища в головном узле или бассейне суточного регулирования в конце деривации, так и ограничениями режимов ГЭС со стороны ВХС, которые, как правило, сводятся к необходимости базовых режимов работы ГЭС. Естественно, что при этом резко уменьшается установленная мощность и растет объем холостых сбросов, т. е. увеличиваются потери $Э_{гу}^{под}$ за год.

В периоды половодья повышение регулировочных возможностей низконапорных ГЭС, совмещенных с водосбросами, возможно как путем использования эффекта эжекции, так и регулированием напора.

Для современных объединенных энергосистем время работы ГЭС в течение суток иногда составляет 4—6 ч. При этом характерны резкие колебания нагрузки на ГЭС. В условиях, когда ГЭС работает в импульсном режиме, требуются специальные методы расчета режимов как в верхнем, так и в нижнем бьефе. Приемы, применяемые для расчетов медленно меняющегося гидравлического процесса, здесь становятся малоэффективными. Особенно это относится к малым ГЭС с малоинерционными бьефами.

Суточное регулирование ГАЭС. В отличие от ГЭС для ГАЭС несовмещенного вида может отсутствовать $Q_{пр}(t)$ в бьефах. Эти ГАЭС имеют, как правило, высокие напоры (100 м и выше). Задача суточного регулирования ГАЭС несовмещенного вида — перераспределение во времени энергии, запасенной в водохранилищах для покрытия переменного графика нагрузки энергосистемы и повышения эффективности прохождения ночного провала нагрузки ТЭС или АЭС.

Для ГАЭС совмещенного вида, где $Q_{пр} \neq 0$, увеличивается только объем перераспределяемой энергии во времени. Режимы работы ГАЭС суточного регулирования характеризуются значительными колебаниями уровней бьефов. В настоящее время актуальной задачей становится использование ГАЭС в качестве резерва системы без ежесуточной сработки-наполнения водохранилища.

Суточное регулирование ПЭС. Однобассейновые ПЭС без принятия специальных технических решений способны работать только в базисной части нагрузки системы из-за особенностей изменения $Э_{ПЭС}^{под}$ во времени. Осуществление режима подкачки воды в бассейн позволяет использовать ПЭС как потребитель — регулятор, так и для повышения доли участия электростанции в пике графика нагрузки. Эффективность использования насосного режима объясняется и тем, что закачивание воды в бассейн идет на небольших напорах, а сработка — на напорах, максимально возможных в данном створе (рис. 12.3). При этом возможно получение выработки ПЭС несколько большей, чем израсходовано при насосном режиме при одинаковых объемах использования бассейна.

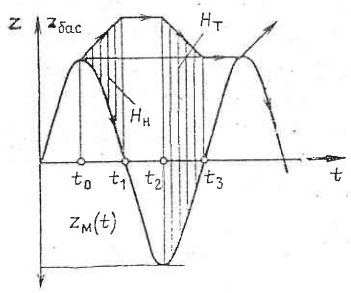


Рис. 12.3. Суточное регулирование ПЭС

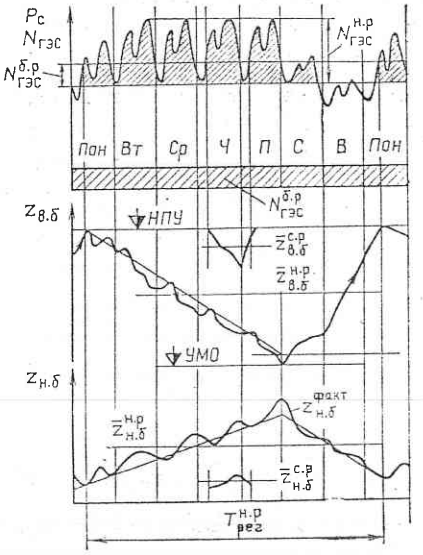


Рис. 12.4. Особенности режимов работы ГЭС недельного регулирования стока

Режим моря (океана) для ПЭС всегда однозначно соответствует мареограмме $\bar{z}_м(t)$. Режим бассейна определяется режимом работы ПЭС в энергосистеме. В течение 1 сут для бассейна характерно наличие практически установившегося режима уровней при значительном их колебании во времени.

ГЭС недельного регулирования стока. Задачей недельного регулирования стока является перераспределение во времени относительно равномерного бытового стока в соответствии с требованиями недельных графиков нагрузки. С помощью недельного регулирования возможно увеличение мощности $N_{ГЭС}^{н.р}$ по сравнению с $N_{ГЭС}^{с.р}$ итем более с $N_{ГЭС}^{б.р}$. Объясняется это тем, что $Э_{нед}^{под}$ вписывается в пик всех недельных графиков нагрузки для получения максимального выравнивания режима АЭС и ТЭС. При наличии подпора в нижнем бьефе возможна полная или частичная остановка ГЭС в субботние и воскресные дни (рис. 12.4).

Для осуществления недельного регулирования стока требуется объем водохранилища, не превышающий объем стока реки за неделю, т. е. $\beta_V^{н.р} > \beta_V^{с.р}$. Увеличение $\beta_V^{н.р}$ и $N_{ГЭС}^{н.р}$ позволяет повысить обеспеченность отдачи ГЭС по сравнению с суточным регулированием, сократить объем холостых сбросов, увеличить $Э_{ГЭС}^{н.р}$ при одновременном увеличении потерь энергии на транзисторном стоке $Э_{т.р}^{под}$ за счет снижения $\bar{z}_{в.б}$ и поднятия $\bar{z}_{н.б}$, т. е. $k_W^{н.р} > k_W^{с.р}$ при $k_H^{н.р} < k_H^{с.р}$ (рис. 12.4).

Недельное регулирование стока позволяет устанавливать на ГЭС часть нагрузочного и аварийного резерва энергосистемы (со временем использования в несколько часов).

При сработке водохранилища недельного регулирования уменьшается напор ГЭС и увеличивается $Q_{\text{ГЭС}}(t) = Q_{\text{н.б}}(t)$ даже при одинаковых графиках отдачи $N_{\text{ГЭС}}^{\text{н.р}}(t)$. Это вызывает подъем $\overline{z}_{\text{н.б}}^{\text{н.р}}$ по сравнению с $\overline{z}_{\text{н.б}}^{\text{с.р}}$. Самые низкие напоры наблюдаются обычно в четверг или пятницу. Для недельного регулирования стока характерны все особенности, рассмотренные для суточного, тем более что последнее также осуществляется в течение недели.

Общим для суточного и недельного регулирования стока является, во-первых, перераспределение относительно равномерного графика $N_{\text{гу}}^{\text{под}}(Q_{\text{пр}}(t))$ в неравномерный, отличающийся от естественного режима реки. Это необходимо учитывать при работе ГЭС в ВХС, поскольку рассмотренные виды регулирования стока обеспечивают хорошие энергетические показатели ГЭС в течение суток, недели; во-вторых, необходимость использования в расчетах математических моделей бьефов, учитывающих наличие в них неустановившегося движения воды; в-третьих, существенный диапазон изменения уровней бьефов в течение 1 сут (недели) при неизменных среднемесячных напорах, поскольку цикл регулирования здесь невелик.

Эти гидроузлы имеют значительные объемы холостых сбросов в течение года, т. е. большие потери $\mathcal{Э}_{\text{гу}}^{\text{под}}$.

ГАЭС недельного регулирования. Режимные особенности таких ГАЭС характеризуются возможностями перераспределения нагрузки в течение недели, а также использования ГАЭС как надежного оперативного резерва энергосистемы. Сказанное выше о режимах уровней и напоров высоконапорных ГЭС справедливо и для ГАЭС, но при этом должны учитываться специфические характеристики их бьефов.

12.3. ГЭС С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ ДЛИТЕЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Необходимость в длительном регулировании стока определяется непрерывным ростом потребностей в воде во времени, поскольку в меженный период эти потребности могут превышать $Q_{\text{быт}}(t)$. В отличие от краткосрочного регулирования информация, необходимая для расчетов длительного регулирования стока, обладает значительно большей неопределенностью, что необходимо учитывать при управлении ГЭС.

Длительное регулирование позволяет размещать на ГЭС разные виды резерва энергосистемы, в том числе нагрузочный и аварийный. По циклу регулирования и решаемым задачам различают два вида длительного регулирования стока — годичное (сезонное) и многолетнее.

Годичное (сезонное) регулирование стока осуществляет большая часть эксплуатируемых ГЭС на Волге, Днепре, Оби, Амударье, Вахше и других реках СССР. Относительный объем подобных водохранилищ находится в пределах от 0,1 (иногда от 0,04) до 0,2—0,3. При этом чем больше изменчивость стока во времени, тем больший объем водохранилища требуется для его регулирования. Как правило, водохранилища длительного регулирования стока ведут и краткосрочное регулирование.

На рис. 12.5 показана принципиальная схема осуществления годичного (сезонного) водохозяйственного регулирования стока. Для $Q_{\text{зар1}}$ осуществляется годичное регулирование стока, которое характеризуется отсутствием $W_{\text{х.сбр}}$. Уменьшение объема водохранилища до сезонного объема снижает зарегулированный расход до $Q_{\text{зар2}}$ и ведет к появлению холостых сбросов.

При одинаковых отметках НПУ годичное (сезонное) регулирование стока увеличивает потери $\mathcal{Э}_{\text{гу}}^{\text{под}}$ из-за уменьшения $z_{\text{н.б}}^{\text{г.р}}$ при одновременном снижении потерь из-за $W_{\text{х.сбр}}$, т. е. $k_W^{\text{г.р}} > k_W^{\text{н.р}}$, но $k_H^{\text{г.р}} < k_H^{\text{н.р}}$. Наличие годичного (сезонного) регулирования увеличивает $N_{\text{ГЭС}}^{\text{г.р}}$ и обеспеченность отдачи ГЭС в течение длительного времени.

Режим подобных водохранилищ будет характеризоваться существенными колебаниями уровней верхнего бьефа в течение сезона, года и постоянными уровнями верхнего бьефа в течение суток, недели. Глубокая сработка водохранилищ длительного регулирования может привести к снижению напора ниже $H_{\text{р}}^{N}$ и уменьшению располагаемой мощности ГЭС. Особенно это характерно для низконапорных ГЭС. Для деривационных ГЭС иногда существенное значение приобретают потери напора в деривации и напорных водоводах, особенно при больших глубинах сработки водохранилищ.

Многолетнее регулирование стока. Цикл регулирования здесь может длиться несколько лет. Избыточный сток многоводных лет накапливается в водохранилище и срабатывается в маловодные годы (рис. 12.6). Средний уровень верхнего бьефа здесь относительно наименьший из всех возможных видов регулирования стока. Следствием этого являются значительные потери энергии на транзитном стоке при очень высокой обеспеченности энергетических и водохозяйственных показателей ГЭС. Достигается это большими объемами водохранилищ, для которых $\beta_V^{\text{мн.р}} = 0{,}5$ и более в зависимости от изменчивости стока по годам и в течение года. Как правило, одновременно с многолетним регулированием осуществляются и другие виды регулирования стока — годичное (сезонное), краткосрочное. В связи с этим для многолетнего регулирования справедливы те же режимные особенности, которые были рассмотрены выше. Из-за большого диапазона сработки водохранилища возможна длительная работа ГЭС с напорами меньше $H_{\text{р}}^{N}$ и, следовательно, со сниженной располагаемой мощностью.

Для водохозяйственного регулирования характерна оценка ре-

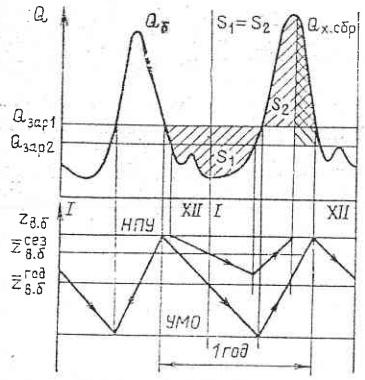


Рис. 12.5. Годичное (сезонное) регулирование стока

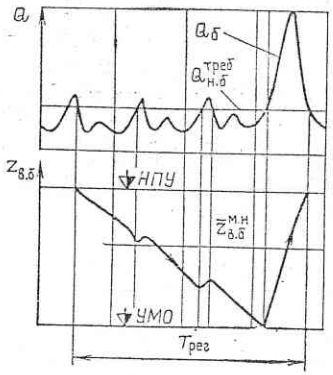


Рис. 12.6. Многолетнее регулирование стока

гулировочных возможностей длительного регулирования стока с помощью коэффициента регулирования α (см. § 4.3).

При водноэнергетическом регулировании подобным параметром является выработка энергии.

Энергетической особенностью длительного регулирования стока является существенная зависимость эффективности использования $Э_{гу}^{под}$ за цикл регулирования от режима водохранилища. В частности, преждевременная сработка его может привести к невозможности использования полной мощности ГЭС в периоды осенне-зимнего максимума нагрузки из-за снижения напора и располагаемой мощности. Задержка сработки в многоводные годы приведет к вынужденным холостым сбросам.

Чем выше относительный объем β, тем большее значение приобретает проблема эффективного использования энергии водохранилищ, $Э_{в}^{под}$. Для некоторых рек страны (в Сибири, Казахстане), где почти весь годовой сток проходит в период половодья (2—4 мес), режим использования энергии, накопленной в водохранилище, приобретает решающее значение, поскольку в меженный период $Q_б(t)$ практически равен нулю.

Именно эффективность длительного регулирования, как первоочередная задача планирования режимов энергосистемы, будет определять собой и экономичность краткосрочных режимов ГЭС. В свою очередь, особенности краткосрочных режимов будут влиять на энергетические показатели длительного регулирования. В этом одно из основных отличий использования в энергетике ТЭС и ГЭС.

Если режимы ТЭС во времени мало связаны друг с другом, то любое изменение режима ГЭС в данный момент времени может существенно повлиять на эффективность последующих режимов. Поэтому вопросы управления длительными режимами в энергосистемах с ГЭС имеют важное значение для повышения экономичности работы ТЭС и АЭС.

12.4. РЕЖИМНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЭУ ПРИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ВИДАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

Каскадное регулирование стока. Каскадное использование водотока дает возможность улучшить комплексное использование водотока для нужд ВХС, а также повысить коэффициент использования потенциальной энергии водотока за счет повышения степени использования напоров и расходов. С точки зрения максимального использования водотока необходимо наличие одной плотинной ГЭС в устье. Однако это ведет к ущербам из-за затоплений, даже если выработка такой ГЭС превышает потенциальные возможности водотока в естественном состоянии. Сооружение сомкнутого каскада плотинных ГЭС увеличивает как k_w, так и $k_н$. Для каскада ГЭС длительного регулирования стока k_w и $k_н$ близки к 1. В отличие от каскада плотинных ГЭС увеличение числа ступеней каскада деривационных ГЭС повышает k_w и $k_н$ за счет лучшего использования местного стока и подведенного напора, хотя при этом одновременно увеличиваются его потери в водопроводящих сооружениях.

Для СССР наиболее характерны каскады ГЭС длительного регулирования стока (Волжско-Камский, Днепровский, Ангаро-Енисейский и др.). Каждому из водохранилищ таких каскадов присущи энергетические особенности, рассмотренные в § 12.2 и 12.3. Кроме того, объединение ГЭС в каскад увеличивает общий полезный объем водохранилищ и как следствие степень зарегулированности стока реки в целом. Подобные каскады, как правило, сомкнуты, т. е. уровни нижнего бьефа в каждом створе превышают их естественное состояние для любых режимов ГЭС. Это означает, что водоток превращается в цепочку проточных искусственных озер. В этих условиях ГЭС освобождаются от значительных базовых попусков в нижний бьеф по требованиям ВХС и, следовательно, увеличивается степень их участия в покрытии пика графика нагрузки.

Современные ОЭС иногда включают в себя несколько каскадов. В связи с этим особое значение приобретает задача совместного использования ГЭС разного вида регулирования стока в одном графике нагрузки с учетом ТЭС и АЭС. Корректное назначение режимов ОЭС для проектных и эксплуатационных задач возможно только с использованием ЭВМ.

Отметим особенности, которые необходимо учитывать в расчетах режимов каскадов.

Наличие каскада приводит к необходимости учета гидравлических режимов ГЭС между собой, т. е. связи по расходу и напору. Любое изменение режимов l-й ГЭС каскада связывается на изменении подпора (l—1)-й ГЭС (связь по напору) и приточности к (l+1)-й ГЭС (связь по расходу).

Подпор в нижнем бьефе l-й ГЭС увеличивает потери $\Delta N_{н.б}$, но одновременно уменьшает потери энергии в верхнем бьефе (l+1)-й ГЭС за счет увеличения напора. В каскаде за счет переходных процессов в водохранилищах особое значение приобретает корректный подбор их математических моделей для водноэнергетических расчетов.

При каскадном использовании водотока весьма сложной задачей становится решение вопроса о месте водозабора воды для ВХС, которая может быть решена только на основе рассмотрения режима использования всего водотока в целом. В каскаде без регулирования стока добавление еще одной подобной ГЭС увеличивает степень использования водотока, не меняя вид регулирования. В каскаде с краткосрочным регулированием только верхняя ГЭС перераспределяет равномерный в течение 1 сут приток в неравномерный в соответствии

с требованиями графика нагрузки при работе в верхней его части. Все последующие ГЭС располагаются, как правило, ниже в пике графика нагрузки и перераспределяют неравномерный график приточности в соответствии с требованиями $P_c(t)$. При значительных $\tau_{доб}$ график $Q_{пр}(t)$ с каждой ГЭС каскада выравнивается.

Почти не сказывается на режиме работы каскадов добавление в него водохранилища с меньшим циклом регулирования стока (по $T_{рег}$), чем существующие в каскаде. Значительно сложнее влияние добавления в каскад водохранилища с большим $T_{рег}$, чем существующие. Если дополнительная ГЭС расположена в конце каскада, то режим верхних ГЭС при этом не изменяется. В противном случае может измениться режим работы существующих ГЭС. Например, добавление в качестве верхней ГЭС любого вида регулирования в каскад без регулирования с малым $\tau_{доб}$ полностью подчинит режим нижних ГЭС режиму верхней ГЭС. Это позволит представлять подобный каскад в водноэнергетических расчетах в виде одной эквивалентной гидроэлектростанции.

Группа ГЭС без гидравлической связи. К этой группе относятся ГЭС, расположенные в разных речных бассейнах. Для этого вида регулирования стока характерны особенности, описанные в § 12.2. Месторасположение их в графике нагрузки может быть определено на основе оптимизационных расчетов на ЭВМ.

Наличие в энергосистеме нескольких ГЭС заставляет учитывать и электрическую связь между ними, а также связь ГЭС с ТЭС и АЭС.

Работа ГЭС на два графика нагрузки. В тех случаях, когда возможна работа ГЭС на два графика $[P_{c1}(t)$ и $P_{c2}(t)]$ по критерию максимального вытеснения ТЭС и АЭС из пиковой части, режимы работы ГЭС могут быть определены с помощью интегральных кривых продолжительности нагрузки $t_1(Э^{пик}_{c1})$ и $t_2(Э^{пик}_{c2})$.

Каскад двух ГЭС с контррегулированием. Этот вид комплексного использования водотока получает все большее распространение в СССР. Верхняя ГЭС обычно высоконапорная, большой мощности, обеспечивает длительное регулирование стока и работает в низконапорном режиме. Нижняя ГЭС имеет небольшое водохранилище краткосрочного регулирования, располагается вблизи верхней ГЭС и перераспределяет резкопеременный график ее попусков в равномерную отдачу в нижний бьеф последней ГЭС, например Саяно-Шушенская и Майнская ГЭС. При этом одновременно решаются вопросы энергетики и охраны природной среды в регионе ниже данного каскада. Эти ГЭС имеют связь между собой как по напору, так и по расходу и должны рассматриваться как особый вид ГЭУ.

ГЛАВА 13

РАСЧЕТЫ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

13.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одной из основных особенностей суточного (недельного) графика нагрузки энергосистем является его неравномерность, что определяет особые требования к режиму электростанций. Так, в периоды максимума нагрузки все электростанции загружаются

полностью, за исключением резервных агрегатов, все остальное время в течение суток нагрузка системы меньше максимальной.

В связи с этим возникает необходимость оптимизации числа и состава оборудования электростанции, включенного под нагрузку, необходим также рациональный способ ее распределения, т. е. решение задачи, похожей на рассмотренную задачу в гл. 9. Однако задача оптимизации краткосрочного режима энергосистемы значительно сложнее задачи оптимизации внутристанционного режима ГЭС из-за большой размерности, разнообразия типов электростанций, участвующих в покрытии нагрузки энергосистемы, сложности учета взаимного влияния режимов разных электростанций, многочисленности факторов, определяющих эффективность режима электростанций, нелинейности используемых зависимостей, огромного числа различных уравнений связи и ограничений электростанций типа неравенств и т. д. Кроме того, должны учитываться и требования к режиму, предъявляемые неэнергетическим участком ВХС. Дополнительные сложности вносит учет вероятностного и неопределенного характера исходной информации.

С учетом сказанного *задачу оптимизации нормального краткосрочного режима энергосистемы следует отнести к целочисленной многоэкстремальной задаче нелинейного (стохастического) программирования.*

Для упрощения решения используют различные математические приемы. Так, для уменьшения размерности задачи, с учетом сложившейся структуры управления в энергетике, используется метод агрегирования, который заключается в том, что в качестве основных элементов энергосистемы рассматриваются не отдельные энергоблоки, а электростанции в целом. При этом задача внутристанционной оптимизации режимов электростанций предполагается решенной.

С этой же целью используется метод декомпозиции, с помощью которого сложную задачу можно разделить на ряд более простых. Учет требований ВХС и охраны окружающей среды в ряде случаев превращает задачу краткосрочной оптимизации в неформализуемую. Решение последней возможно с привлечением методов квалиметрии.

Следует отметить, что вся исходная информация, используемая в расчетах, обладает некоторой погрешностью. Поэтому любой получаемый в расчетах результат следует рассматривать только как в некоторой мере ориентировочный.

Сказанное выше относилось к так называемой эксплуатационной задаче, или задаче планирования суточных и недельных режимов энергосистемы в условиях функционирования автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Для проектной задачи такая детализация при учете особенностей режимов электростанций не требуется, для нее достаточно учитывать приближенное распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы, нагрузку можно считать заданной в одном

эквивалентном узле, а суточный график нагрузки можно представлять в виде кривой продолжительности и т. д.

И эксплуатационная, и проектная задачи не имеют решения в общем виде. Оно может быть получено только численными методами, корректное применение которых во многом определяется постановкой задачи. Не менее важно во избежание грубых ошибок знать физический смысл получаемого решения.

Основной задачей регулирования краткосрочных нормальных режимов работы энергосистем является поддержание баланса между производством и потреблением энергии при заданных допустимых пределах колебания частоты и напряжения при обеспечении покрытия нагрузки экономичным способом, т. е. требуется найти такое число и состав работающих электростанций (ТЭС, АЭС, ГЭУ и других видов электростанций) и так распределить нагрузку между ними, чтобы обеспечить выполнение заданного критерия оптимальности.

Наиболее распространенным одноцелевым критерием экономичности работы смешанной энергосистемы в настоящее время является минимум издержек или его частный случай — минимум расхода условного топлива за сутки (неделю).

Предполагается, что колебания нагрузки при нормальных режимах могут быть двух видов: регулярные с периодом в несколько часов (суток) и нерегулярные, случайные с периодом от долей секунды до нескольких минут.

Неравномерность суточного графика в основном определяют регулярные колебания нагрузки, которые влияют на максимум и минимум нагрузки в течение 1 сут и 1 недели. Методы прогнозирования этой нагрузки разработаны в настоящее время достаточно полно. В частности, в крупных энергосистемах отклонение планируемых графиков регулярной нагрузки на следующие сутки от реальных, как правило, не превышает 2—3% максимума суточной нагрузки, что позволяет производить расчет режима энергосистемы для следующих суток (недели) практически при однозначно заданной регулярной нагрузке.

Нерегулярные колебания нагрузки покрываются за счет резервов энергосистемы. Поскольку относительная амплитуда и длительность нерегулярных колебаний нагрузки в современных крупных энергосистемах весьма малы, влиянием их на оптимальные показатели режима системы можно пренебречь. Таким образом, *для современных условий задачей экономичного распределения нагрузок энергосистемы является необходимость покрытия медленно изменяющейся или регулярной нагрузки.* В связи с этим можно считать режим большинства электростанций установившимся. Это позволяет использовать в расчетах технологические или мгновенные (линейные или фазовые) характеристики энергетического оборудования, выдаваемые заводами-изготовителями или полученные в эксплуатации для условий установившегося режима.

Однако технологический процесс преобразования энергии на ГЭУ описывается не только энергетическими характеристиками оборудования, но и характеристиками бьефов и водопроводящих сооружений. В расчетах краткосрочных режимов в большинстве случаев могут использоваться характеристики водопроводящих сооружений, соответствующие установившемуся режиму. Только для переходных режимов, соответствующих пуску-остановке гидроагрегата или значительному изменению его нагрузки, может потребоваться учет динамических процессов в водопроводящих сооружениях. Однако эта задача относится к ведению оперативного режима ГЭУ в реальном времени, который здесь не рассматривается.

Характеристики бьефов в виде кривых объемов (для верхнего бьефа) и кривых связей (для нижнего бьефа) обычно строятся для установившихся режимов работы с периодом осреднения не менее 1 сут (недели). Поэтому иногда в краткосрочных режимах необходимо использовать динамические характеристики или математические модели бьефов для неустановившихся режимов с расчетным интервалом около 1 ч. Конечно, это значительно усложняет расчет режимов энергосистемы, а неучет неустановившихся режимов бьефов для низконапорных электростанций, участвующих в регулировании нагрузки, приводит к существенным ошибкам при оценке эффективности работы энергосистемы в целом. Особенно это сказывается при учете требований неэнергетических участников ВХС к режиму бьефов, а также при каскадном использовании водотока гидроэлектростанциями, работающими на один общий график нагрузки.

Теоретически оптимум работы энергосистемы соответствует экономичному распределению активных и реактивных нагрузок одновременно. Поскольку эта оптимизационная задача очень сложна, ее принято делить на две задачи: распределение активных нагрузок и распределение реактивных нагрузок. В практических расчетах часто достаточно решения задачи распределения активных нагрузок. При этом предполагается, что если напряжение в заданных узловых точках сети находится в допустимых пределах, то обеспечивается и решение задачи оптимального распределения реактивных нагрузок.

Проанализируем энергетические особенности разных типов ГЭУ, участвующих в оптимизации краткосрочного режима энергосистемы.

ГЭС без регулирования стока. Режим этих ГЭС полностью определяется гидрографом приточности к створу, из-за чего они не могут вести регулирование нагрузки, если не считать возможности восприятия ее кратковременных толчков.

Для рек снегового и ледникового питания приток воды к створу ГЭС в течение 1 сут (недели) постоянен, поэтому в расчетах можно пользоваться обычной кривой связи нижнего бьефа. Напоры этих ГЭС практически не изменяются в течение 1 сут (недели).

Для рек дождевого питания и малых ГЭС приток воды к створу может существенно изменяться в течение 1 сут (недели), и для соблюдения баланса расходов в бьефах требуется решение дополнительной задачи оптимизации маневрирования затворами водосливов ГЭС. Модель нижнего бьефа должна учитывать неустановившийся режим уровней. Для таких ГЭС водноэнергетические расчеты проводятся при постоянных отметках верхнего бьефа и заданной приточности к створу. Полученный при этом график отдачи ГЭС по мощности вычитается из нагрузки системы (базисный режим работы).

При наличии нескольких ГЭС на разных водотоках подобные расчеты следует провести для каждой из них. Для каскада ГЭС без регулирования необходим учет подпора и времени добегания расхода между створами, если оно является значительным по сравнению с расчетным периодом (сутки, неделя). Когда же оно мало ($\tau_{доб} \leqslant 1$ ч), то им можно пренебречь и считать, что изменение расхода на верхней ГЭС «мгновенно» сказывается на значении притока к нижней станции. Этот случай характерен для каскада на горных реках и для малых ГЭС, работающих на энергосистему. Иногда учитывается и зависимость $\tau_{доб}$ от расходов.

Если время добегания между створами постоянно или им можно пренебречь, то целесообразно построить эквивалентную характеристику всего каскада и пользоваться ею как характеристикой для одиночной ГЭС.

ГЭС краткосрочного регулирования. Для этих ГЭС в общем случае характерны значительные изменения уровней бьефов в течение 1 сут (недели). Для расчетов краткосрочных режимов энергосистемы с такими ГЭС, особенно низконапорными, следует пользоваться технологическими или мгновенными характеристиками оборудования, водопроводящих сооружений и учитывать нестационарные процессы в бьефах. Для высоконапорных ГЭС изменениями напора в течение 1 сут (недели) можно пренебрегать.

В периоды паводка и половодья ГЭС краткосрочного регулирования могут не участвовать в регулировании нагрузки при работе в базе графика нагрузки с максимально возможной по напору мощностью. Для этих периодов можно пользоваться обычными кривыми связей бьефов для установившегося режима.

Для нескольких ГЭС без гидравлической связи определение оптимального краткосрочного режима аналогично решению задачи для систем с одной ГЭС. Учет этих ГЭС будет производиться в балансе мощностей энергосистемы.

Во всех рассмотренных случаях для каждой ГЭС известен объем стока, проходящего через данный створ за 1 сут (неделю).

Для каскадной схемы ГЭС краткосрочного регулирования справедливы те же положения, которые описаны для ГЭС, работающих по водотоку, т. е. необходимость учета времени $\tau_{доб}$, если оно меньше 1 сут (недели), зависимость $\tau_{доб}$ от расхода. Однако есть и свои особенности. В частности, режим приточности и $Q_{н.б}(t)$ для каждой ГЭС могут резко отличаться. Вследствие этого даже при постоянной приточности к верхней ГЭС режим $Q_{н.б1}(t)$ может быть резкопеременным, что влияет на режим всего каскада.

Если $\tau_{доб}=0$ и водохранилище ГЭС-1 наибольшее в каскаде, то эта ГЭС работает в пике графика нагрузки с резкопеременным режимом расходов в нижнем бьефе. Иногда нижние ГЭС каскада из-за меньших объемов водохранилища будут вынуждены работать с $Q_{х.сбр}\neq 0$. Вероятность этих сбросов, конечно, уменьшается при прочих равных условиях при переходе от одной ГЭС к другой вниз по течению.

Если $\tau_{доб}\neq 0$ равно или больше нескольких суток, то учет времени добегания влияет на режим всего каскада. Для суточных расчетов ГЭС такого каскада их режимы можно считать не зависимыми друг от друга (аналогично задаче с несколькими гидроэлектростанциями на разных водотоках). При других значениях $\tau_{доб}$ следует учитывать не только взаимную связь режимов ГЭС каскада, но и трансформацию графика попусков по длине реки.

Для краткосрочных режимов использование эквивалентной характеристики каскада нецелесообразно. Приточность к створу данной l-й ГЭС каскада определяется режимом $(l-1)$-й, $\tau_{доб l}$ и $Q_{б.пр l}(t)$.

ГЭС длительного регулирования. Цикл регулирования этих ГЭС больше, чем 1 сут (неделя), поэтому объем стока, проходящего за краткосрочный период через створ ГЭС, определяется из расчетов длительного режима. Уровень $z_{в.б}$ таких водохранилищ в течение 1 сут (недели) практически постоянен, время добегания $\tau_{доб}$ обычно значительно. Вследствие этого в расчетах краткосрочных режимов каскада режимы отдельных ГЭС можно иногда считать взаимонезависимыми. Для высоконапорных ГЭС иногда можно пренебречь изменениями уровня нижнего бьефа в краткосрочных режимах или учитывать его приближенно по кривой связи нижнего бьефа.

Группа ГЭС разного вида регулирования. Если ГЭС разного вида регулирования расположены на разных водотоках, то для расчетов краткосрочных режимов энергосистем следует учитывать условия, приведенные выше. Это также относится и к верхней ГЭС каскада. В расчеты каскада ГЭС следует внести изменения, определяемые особенностями конкретного каскада. Например, если каскад состоит из двух ГЭС: ГЭС-1 с регулированием стока и ГЭС-2 — без регулирования, то для малых значений $\tau_{доб}$ режим ГЭС-2 будет зависеть от режима ГЭС-1. ГЭС-2 не участвует в регулировании нагрузки, но выработка ее полностью определяется режимом ГЭС-1, и заранее ее нельзя учесть в графике нагрузки.

Требования ВХС к суточно-недельному режиму ГЭС, как правило, сводятся к необходимости соблюдения заданного режима попусков или уровней, которые иногда не совпадают с оптимальным энергетическим использованием ГЭС в энергосистеме. В этих случаях возможна или оптимизация энергетического использования только части стока при одноцелевом критерии, или векторная оптимизация использования всего стока.

Для ГЭС, работающих на изолированную нагрузку, основным критерием оптимальности следует считать минимум расхода энергопотенциала.

ГАЭС краткосрочного регулирования. Как правило, ГАЭС используют высокие напоры, которые незначительно изменяются в течение 1 сут (недели) и для них характерны небольшие объемы водохранилищ. Это позволяет использовать в расчетах краткосрочных режимов статические кривые связи объемов и уровней бьефов. Энергетическое оборудование и водопроводящие сооружения представляются технологическими или мгновенными характеристиками.

В расчетах насосных режимов следует учитывать особенности установленного оборудования. Так, для обратимых радиально-осевых агрегатов в насосном режиме возможна реализация только двух значений мощности — полного или нулевого. Незначительное изменение полной мощности возможно из-за вариаций уровней бьефов.

Для ГАЭС общего вида дополнительно необходимо учитывать изменение приточности и уровней бьефа во времени.

ГАЭС длительного регулирования и ГЭС-ГАЭС. Для таких ГЭУ в течение 1 сут (недели) напоры можно принимать постоянными. Сток через ГАЭС определяется на основании расчетов длительных режимов.

Для каскадов ГЭС-ГАЭС справедливы изложенные выше положения для ГЭУ соответствующих типа и вида регулирования стока.

Приливные электростанции имеют малые напоры и незначительный цикл регулирования (несколько часов), в течение которого существенно изменяются как напоры, так и режимы электростанции (турбинный и насосный).

Без специальных мероприятий однобассейновые ПЭС ограниченно участвуют в регулировании нагрузки энергосистемы, работают в основном в базисном режиме. Основной критерий оптимальности — максимум выработки ПЭС.

В качестве характеристики моря используется мареограмма, бассейна — статическая кривая связи его объемов и уровней. Энергетическое оборудование представляется мгновенными характеристиками.

Насосные станции обычно работают по заданному графику подачи и определяют собой базисную нагрузку энергосистемы.

Расчет режима работы НС следует производить по мгновенным характеристикам водопроводящих сооружений и энергетического оборудования с учетом его технологических особенностей.

Если насосная станция работает в системе канал — канал, то ее напор постоянен. Для системы водохранилище — водохранилище в зависимости от вида регулирования, напора и относительного объема водохранилищ следует учитывать изменение уровней бьефов по статическим или динамическим характеристикам.

Основной критерий работы НС в системе — минимум потребляемой энергии при заданном объеме или графике подачи во времени.

Наличие регулирующего объема бьефов позволяет использовать НС в качестве потребителя-регулятора графика нагрузки.

13.2. РАСЧЕТЫ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС

Расчет оптимального суточного режима современной энергосистемы в общем случае весьма сложен. В связи с этим начнем анализ общей задачи с простейшего случая, а затем обобщим полученные результаты и проанализируем влияние различных факторов на показатели режимов ГЭУ.

Задача оптимизации краткосрочных режимов одиночной ГЭС (простейший случай) математически может быть представлена следующим образом.

Задана концентрированная энергосистема с одной плотинной ГЭС и несколькими ТЭС (АЭС работают без регулирования мощности), т. е. случай, когда потерями в линии электропередачи и распределительной сети можно пренебречь. Известны постоянный состав включенного оборудования ТЭС в течение 1 сут и его энергетические характеристики. Для ГЭС заданы энергетические характеристики, построенные без учета пусковых потерь расхода и при неизменном в течение суток напоре гидроагрегатов. Для определенности примем, что все гидроагрегаты одинаковы.

Требуется найти такие режимы ГЭС и ТЭС в течение 1 сут, т. е. $N_{\text{ГЭС}}(t)$, $N_{\text{ТЭС}j}(t)$, $j=1, 2, \ldots, m$, которые обеспечивали бы минимальный расход условного топлива в системе

$$B_{\text{с}} = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} \sum_{j=1}^{m} B_j(N_{\text{ТЭС}j}(t))\,dt \Rightarrow \min \qquad (13.1)$$

при условии баланса активных мощностей

$$\varphi(t) = P_{\text{с}}(t) - N_{\text{ГЭС}}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{\text{ТЭС}j}(t) = 0, \qquad (13.2)$$

заданном объеме стока через ГЭС за 1 сут

$$W_{\text{ГЭС}} - \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} Q_{\text{ГЭС}}(t)\,dt = 0 \qquad (13.3)$$

и известных режимах электростанций на начало t_0 и конец $t_{\text{к}}$ рассматриваемых суток. Необходимо также обеспечить выполнение заданных ограничений режимов ГЭС и ТЭС вида

$$N^{\text{мин}}_{\text{ГЭС}}(t) \leqslant N_{\text{ГЭС}}(t) \leqslant N^{\text{макс}}_{\text{ГЭС}}(t); \qquad (13.4)$$

$$N^{\text{мин}}_{\text{ТЭС}j}(t) \leqslant N_{\text{ТЭС}j}(t) \leqslant N^{\text{макс}}_{\text{ТЭС}j}(t). \qquad (13.5)$$

Предположим, что все зависимости, используемые в расчетах, включая и $P_{\text{с}}(t)$, непрерывны и дважды дифференцируемы. Тогда поставленную задачу можно отнести к граничным вариационным задачам с изопериметрическими условиями вида (13.3) при наличии неголономных уравнений связи вида (13.2) и ограничений типа неравенств (13.4) и (13.5)

В этом случае можно считать, что экстремум (13.1) достигается на тех же экстремалях, что и экстремум следующего выражения:

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} \left[\sum_{j=1}^{m} B_j(N_{\text{ТЭС}j}(t)) + \lambda(t)\,\varphi(t) + \lambda_{\text{ГЭС}} Q_{\text{ГЭС}}(t) + \right.$$

$$\left. + Ш_{\text{ГЭС}}(t) + \sum_{j=1}^{m} Ш_{\text{ТЭС}j}(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} F(y,\ \dot{y},\ t)\,dt \Rightarrow \min, \qquad (13.6)$$

где $\lambda(t)$, $\lambda_{\text{ГЭС}}$ — неопределенные нетривиальные множители Лагранжа; $Ш_{\text{ГЭС}}(t)$, $Ш_{\text{ТЭС}j}(t)$ — штрафные функции, введенные в целевую функцию F для учета ограничений типа неравенств.

Известно, что минимум (13.1) будет иметь место, если $N_{\text{ГЭС}}(t)$ и $N_{\text{ТЭС}j}(t)$, $j=1, 2, \ldots, m$ являются экстремалями, т. е. вдоль них будет выполняться известное уравнение Эйлера — необходимое условие экстремума функционала (13.6)

$$F_{N_{\text{ГЭС}}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{\text{ГЭС}}} = 0; \qquad (13.7)$$

$$F_{N_{\text{ТЭС}j}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{\text{ТЭС}j}} = 0, \quad j = 1, 2, \ldots, m, \qquad (13.8)$$

где

$$\left.\begin{aligned} F_{N_{\text{ГЭС}}} &= \frac{\partial F}{\partial N_{\text{ГЭС}}};\quad F_{\dot{N}_{\text{ГЭС}}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{N}_{\text{ГЭС}}};\quad \dot{N}_{\text{ГЭС}} = \frac{dN_{\text{ГЭС}}}{dt};\\ F_{N_{\text{ТЭС}j}} &= \frac{\partial F}{\partial N_{\text{ТЭС}j}};\quad F_{\dot{N}_{\text{ТЭС}j}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{N}_{\text{ТЭС}j}};\quad \dot{N}_{\text{ТЭС}j} = \frac{dN_{\text{ТЭС}j}}{dt}. \end{aligned}\right\} \qquad (13.9)$$

Раскроем уравнения (13.7) и (13.8)

$$F_{N_{\text{ГЭС}}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{\text{ГЭС}}} = \lambda_{\text{ГЭС}} \frac{\partial Q_{\text{ГЭС}}}{\partial N_{\text{ГЭС}}} - \lambda(t) +$$

$$+\frac{\partial Ш_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}}-\lambda_{ГЭС}\frac{d}{dt}\frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial \dot{N}_{ГЭС}}=0; \qquad (13.10)$$

$$F_{N_{ТЭСj}}-\frac{d}{dt}F_{\dot{N}_{ТЭСj}}=$$

$$=\frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭСj}}-\lambda(t)+\frac{\partial Ш_{ТЭСj}}{\partial N_{ТЭСj}}-\frac{d}{dt}\frac{\partial B_j}{\partial \dot{N}_{ТЭСj}}=0. \qquad (13.11)$$

Проанализируем возможность получения решения уравнений (13.10) и (13.11). Число неизвестных равно $3m+5$; $2m+2$ — число постоянных интегрирования; $m+1$ — число расчетных неизвестных $N_{ГЭС}$ и $N_{ТЭСj}$; $\lambda_{ГЭС}$ и $\lambda(t)$. Число уравнений также равно $3m+5$; $m+1$ — число уравнений Эйлера; $2m+2$ — число граничных условий и уравнений связи (13.2) и (13.3).

Иными словами, если рассматриваемые уравнения несовместны, а ограничения не являются противоречащими друг другу, то решение задачи может быть найдено, если оно существует.

Необходимые условия оптимального распределения активной нагрузки энергосистемы могут быть представлены в аналитическом виде следующим образом:

$$b^*_{ТЭС1}(t)=b^*_{ТЭС2}(t)=\ldots=b^*_{ТЭСm}(t)=\lambda_{ГЭС}q^*_{ГЭС}(t)=\lambda(t), \qquad (13.12)$$

где

$$\left.\begin{aligned} b^*_{ТЭСj}&=b_{ТЭСj}+b'_{ТЭСj}+b_{Шj};\\ q^*_{ГЭС}&=q_{ГЭС}+q'_{ГЭС}+q_{Ш_{ГЭС}}\end{aligned}\right\} \qquad (13.13)$$

при

$$\left.\begin{aligned} b_{ТЭСj}&=\frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭСj}};\quad b'_{ТЭСj}=-\frac{d}{dt}\frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭСj}};\quad b_{Шj}=\frac{\partial Ш_{ТЭСj}}{\partial N_{ТЭСj}};\\ q_{ГЭС}&=\frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}};\quad q'_{ГЭС}=-\frac{d}{dt}\frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}};\quad q_{Ш}=\frac{\partial Ш_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}}.\end{aligned}\right\} \qquad (13.14)$$

Если принять все процессы в энергосистеме установившимися, а дифференциальные характеристики агрегатов и электростанций с учетом штрафных функций задать при $\mu_i\to\infty$ и $\gamma_i\to\infty$ (см. гл. 9), то (13.12) примет вид

$$b_{ТЭС1}(t)=\ldots=b_{ТЭСm}=\lambda_{ТЭС}q_{ТЭС}(t)=\lambda(t). \qquad (13.15)$$

Иногда (13.15) более удобно записать следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} b_{ТЭС1}(t)-b_{ТЭСj}(t)&=0,\ j=1,2,\ldots,m;\\ b_{ТЭС1}(t)-\lambda_{ГЭС}q_{ГЭС}(t)&=0,\end{aligned}\right\} \qquad (13.16)$$

где $b_{ТЭС1}$ — относительный прирост балансирующей электростанции (здесь ТЭС-1), предназначенной для покрытия внепланового изменения нагрузки в энергосистеме.

С учетом (13.15) можно построить энергетическую характеристику эквивалентной ТЭС энергосистемы и далее использовать ее в расчетах

$$b_{ТЭС1}(t)=\ldots=b_{ТЭСm}(t)=b_{эгв}(N_{экв}(t))=\lambda(t). \qquad (13.17)$$

На основании сказанного представим (13.15) с учетом (13.17) в следующем виде:

$$b_{экв}(N_{экв}(t))=\lambda_{ГЭС}q_{ГЭС}(N_{ГЭС}(t))=\lambda(t) \qquad (13.18)$$

и рассмотрим особенности оптимальных режимов ГЭС в энергосистеме.

Предположим, что число включенных под нагрузку агрегатов ГЭС в течение суток постоянно и $\lambda_{ГЭС}$ задана. Тогда условие (13.17) для любой нагрузки энергосистемы A будет соответствовать пересечению $b_{экв}(N_{экв})$ и дифференциальной характеристики ГЭС $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$, умноженной на $\lambda_{ГЭС}$ (точка α на рис. 13.1). В точке α расход условного топлива в системе будет самый минимальный $B_\alpha{}^0$. *Любое отклонение от* $N^*_{экв}$ и $N^0_{ГЭС}$ *ведет к появлению режимных потерь в энергосистеме* $\Delta B_{реж}$.

При изменении нагрузки энергосистемы до $P_c=C$ для $\lambda_{ГЭС}=\text{const}$ энергетическая характеристика ГЭС смещается параллельно самой себе, пересекая $b_{экв}(N_{экв})$ в новой точке β (рис. 13.1).

Из (13.17) *физический смысл* $\lambda_{ГЭС}$ *можно интерпретировать как топливную эффективность каждой единицы расхода воды на ГЭС, т. е.* $\lambda_{ГЭС}$ *показывает, насколько уменьшится расход топлива на ТЭС при увеличении расхода воды ГЭС на 1 м³/с при соблюдении баланса мощностей энергосистемы.* Действительно, на основании (13.17) имеем

$$\lambda_{ГЭС}=b_{эгв}/q_{ГЭС}\approx dB_{экв}/dQ_{ГЭС}. \qquad (13.19)$$

Значение $\lambda_{ГЭС}$ в расчетах обычно определяется итерационным путем так, чтобы обеспечить выполнение условия (13.3). Чем больше $W_{ГЭС}$ за 1 сут, тем меньше $\lambda_{ГЭС}$, и наоборот.

В качестве иллюстрации на рис. 13.2 показаны графики работы ГЭС при разных $\lambda_{ГЭС}$ — от $\lambda^{мин}_{ГЭС}$ до $\lambda^{макс}_{ГЭС}$, рассчитываемых по формулам

$$\lambda^{мин}_{ГЭС}=\frac{b^{мин}_{экв}}{q^{макс}_{ГЭС}};\quad \lambda^{макс}_{ГЭС}=\frac{b^{макс}_{экв}}{q^{мин}_{ГЭС}}. \qquad (13.20)$$

При $\lambda^{макс}_{ГЭС}$ в максимуме нагрузки все ТЭС работают с предельной мощностью $N^{макс}_{экв}$. Если $N^{макс}_{экв}\geqslant P^{макс}_c$, то $W_{ГЭС}(\lambda^{макс}_{ГЭС})=0$ и $N_{ГЭС}(t)=0$. Если $N^{макс}_{экв}<P^{макс}_c$, то ГЭС работает в пике графика нагрузки по вынужденному режиму, определяемому условиями баланса мощности в энергосистеме:

$$N_{ГЭС}(\lambda^{макс}_{ГЭС},\ t)=P_c(t)-N^{макс}_{экв}. \qquad (13.21)$$

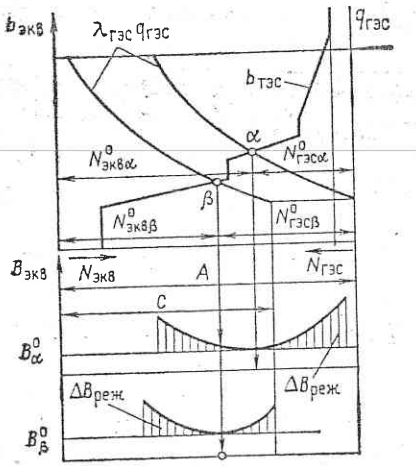


Рис. 13.1. Оптимальное распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС при заданных значениях P_c и $\lambda_{ГЭС}$

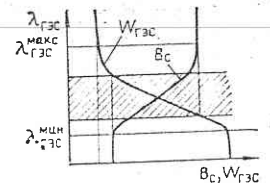


Рис. 13.3. Зависимости $B_c(\lambda_{ГЭС})$ и $W_{ГЭС}(\lambda_{ГЭС})$

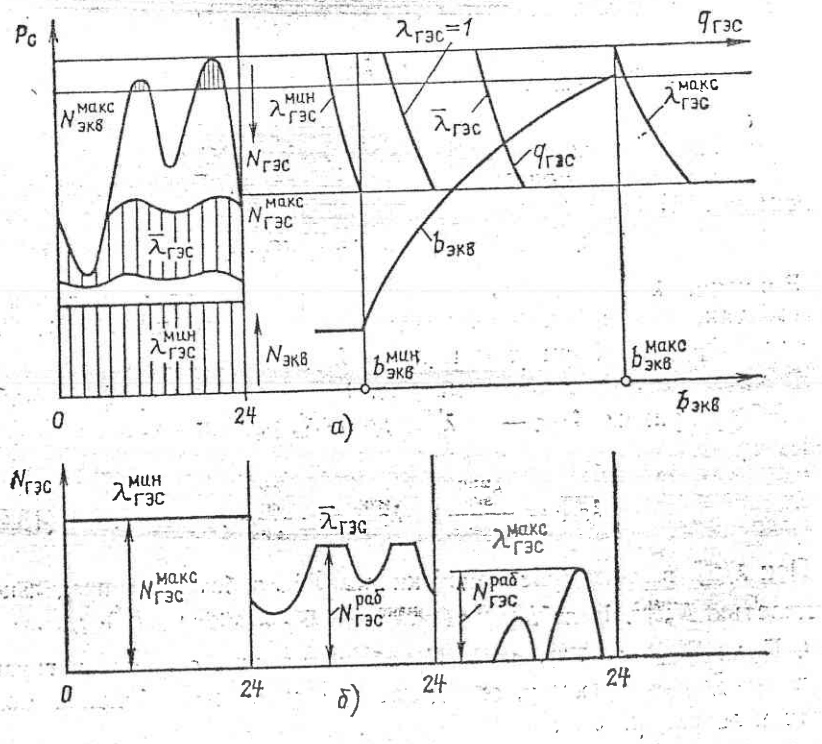


Рис. 13.2. Влияние $\lambda_{ГЭС}$ на режим работы ГЭС в суточном графике нагрузки

Максимальная рабочая мощность ГЭС при этом равна

$$N^{раб}_{ГЭС} = P^{макс}_c - N^{макс}_{экв}. \qquad (13.22)$$

Разность $N^{макс}_{ГЭС}$ и $N^{раб}_{ГЭС}$ составит вращающийся резерв энергосистемы.

При $\lambda^{мин}_{ГЭС}$ ГЭС работает с максимально возможной мощностью в энергосистеме; резервы энергосистемы переходят на ТЭС (рис. 13.2,*а*). Любое увеличение $\lambda_{ГЭС}$ сверх $\lambda^{макс}_{ГЭС}$ или уменьшение ниже $\lambda^{мин}_{ГЭС}$ не влияет на режимы ГЭС при $H_a = \text{const}$.

При изменении $\lambda_{ГЭС}$ от $\lambda^{макс}_{ГЭС}$ до $\lambda^{мин}_{ГЭС}$ растет степень участия ГЭС в оптимальном распределении нагрузки энергосистемы; одновременно увеличивается и $N^{раб}_{ГЭС}$ (рис. 13.2, *б*).

По результатам оптимизационных расчетов при разных $\lambda_{ГЭС}$ можно построить зависимости $B_c(\lambda_{ГЭС})$ и $W_{ГЭС}(\lambda_{ГЭС})$ (рис. 13.3). Особенность этих кривых заключается в том, что они имеют почти линейный характер в зоне средних $\lambda_{ГЭС}$ (показана штриховкой на рис. 13.3). В этой зоне любое изменение $W_{ГЭС}$ ведет к пропорциональному изменению B_c.

Именно в этой зоне большое значение имеет выбор рационального метода распределения нагрузки в энергосистеме. Для значений $\lambda_{ГЭС}$, близких к $\lambda^{мин}_{ГЭС}$ или $\lambda^{макс}_{ГЭС}$, эффективность метода распределения нагрузки в энергосистеме сказывается намного меньше, а для $\lambda_{ГЭС} > \lambda^{макс}_{ГЭС}$ или $\lambda_{ГЭС} < \lambda^{мин}_{ГЭС}$ — не зависит от него.

Сказанное выше относится к случаю, когда удельный вес ГЭС в энергосистеме составляет не менее 20—30% $P_c^{макс}$. Если удельный вес ГЭС незначителен, то даже при большем изменении $W_{ГЭС}$ расход B_c будет изменяться мало. Это означает, что метод распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС в энергосистеме будет оказывать малое влияние на B_c. Расход B_c будет определяться в основном способом распределения нагрузки между ТЭС как по условному, так и по натуральному топливу.

При малых и средних значениях $\lambda_{ГЭС}$, соответствующих базовому или полупиковому режиму работы, для многих ГЭС (даже низконапорных и средненапорных) справедливо допущение о постоянстве напора гидроагрегатов в течение 1 сут. Это связано с малыми диапазонами изменения нагрузок ГЭС в течение 1 сут. Если же колебания уровней нижнего бьефа значительны, то для их расчета можно пользоваться кривыми связи для установившегося режима. Соответствующие изменения необходимо внести в дифференциальную характеристику (см. § 9.3).

В условиях дефицита водных ресурсов, используемых для энергетических целей, ГЭС в осенне-зимний период работают с большими значениями $\lambda_{ГЭС}$, соответствующими резкопеременному ре-

жиму $N_{ГЭС}(t)$ (рис. 13.2,*б*). В этих случаях для низконапорных и средненапорных ГЭС необходимо учитывать неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и вносить соответствующие изменения в дифференциальную характеристику ГЭС (см. § 9.3).

Учет динамических процессов в бьефах потребует несколько изменить режим ГЭС в течение 1 сут: загрузить ГЭС больше в периоды подъема нагрузки и уменьшить нагрузку в периоды спада.

Для плотинных ГЭС с длинными водоводами и деривационных ГЭС длительного регулирования расчет оптимального суточного режима можно проводить при постоянном $H_{а.бл}$ в течение 1 сут, учитывая это в дифференциальных характеристиках ГЭС.

Для низконапорных ГЭС краткосрочного регулирования дополнительно потребуется учет изменения уровней верхнего бьефа в течение 1 сут, т. е. переменного $H_{ГЭС}$ и $H_а$.

В современных условиях для ТЭС характерно наличие ограниченного расхода топлива в течение 1 сут. Это не позволяет строить эквивалентные характеристики ТЭС заранее и усложняет решение задачи.

Например, *если на ТЭС с номерами от m—r до m-й задан суточный расход топлива*

$$B_{ТЭСj} - \int_{t_0}^{t_к} B_j [N_{ТЭСj}(t)]\, dt = \psi_j(t) = 0, \qquad (13.23)$$

то необходимое условие оптимального распределения нагрузки в энергосистеме имеет вид

$$b_{ТЭС1}(t) = \ldots = b_{ТЭСm-r-1}(t) = \lambda_{ТЭСm-r}\, b_{ТЭСm-r}(t) = \ldots$$

$$\ldots = \lambda_{ТЭСm}\, b_{ТЭСm}(t) = \lambda_{ГЭС}\, q_{ГЭС}(t) = \lambda(t). \qquad (13.24)$$

Из-за сложности взаимосвязей режимов электростанций в энергосистеме значения $\lambda_{ГЭС}$ и $\lambda_{ТЭСj}$, соответствующие выполнению условий (13.23) по ТЭС и (13.24) по ГЭС, могут быть найдены только с использованием итерационных методов поиска. Безразмерный множитель $\lambda_{ТЭСj}$ соответствует относительной эффективности данной j-й ТЭС по отношению к другим ТЭС. Чем больший объем $B_{ТЭСj}$ задан, тем меньше $\lambda_{ТЭСj}$ и больше нагрузка j-й ТЭС, и наоборот. При $\lambda_{ТЭСj} = 1$ имеем случай неограниченного запаса топлива на j-й ТЭС.

В рассмотренных случаях предполагались постоянными состав и число включенных агрегатов ГЭС. Однако для гидроэлектростанций, как это показано в гл. 9, поддержание постоянного числа включенных гидроагрегатов при изменении нагрузки ГЭС нерационально, поскольку это влечет за собой потери мощности. Дифференциальная характеристика ГЭС, учитывающая переменное число включенных гидроагрегатов, будет иметь пилообразный вид (см. рис. 9.13). Результатом этого является множественность решений при определении необходимых условий оптимального распределения нагрузки в энергосистеме (рис. 13.4).

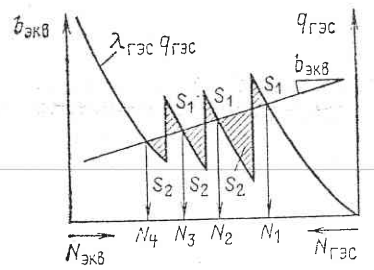


Рис. 13.4. Влияние переменного числа включенных агрегатов ГЭС на режимы работы энергосистемы

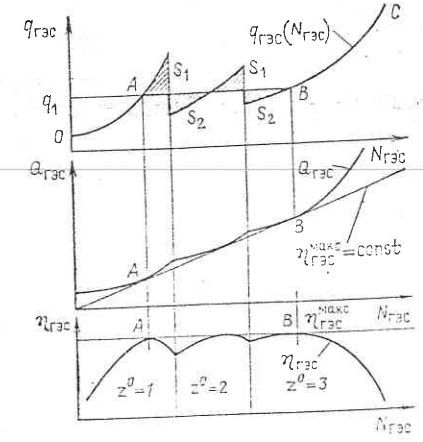


Рис. 13.5. Спрямленные характеристики ГЭС

Для получения однозначного решения обычно применяется спрямленная дифференциальная характеристика ГЭС. Для этого проводят горизонтальную линию AB (рис. 13.5) так, чтобы площади S_1 и S_2 были равны между собой. Это означает, что на расходной характеристике ГЭС соответствующий участок AB будет также прямолинейным.

Полученную кривую $OABC$ используют в оптимизационных расчетах. В силу горизонтальности $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ в зоне ABC все изменения нагрузки в энергосистеме будут в основном восприниматься ГЭС вплоть до достижения значения $N_{ГЭС}^{макс}(H_а)$.

Для исключения многозначности (неопределенности) решения на ЭВМ при $q_{ГЭС} = q_1$ участок AB представляют в виде наклонной линии.

Конечно, использование спрямленной кривой $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ может привести к некоторому перерасходу топлива в энергосистеме. Однако значение его обычно настолько мало, что им пренебрегают. При спрямлении дифференциальной характеристики ГЭС необходимо учитывать ее особенности, определяемые неоптимальным включением гидроагрегатов.

Потери расходов на пуск-остановку агрегатов ГЭС, так же как и разнотипность оборудования, относительно мало влияют на общий вид спрямленной характеристики.

Значительно сложнее решить задачу нахождения оптимального числа и состава включенного оборудования на ТЭС. Здесь необходимо учитывать потери топлива на пуск агрегатов, длительность самого пуска и ограниченную скорость набора и сброса нагрузки. Кроме того, надо также учитывать и изменение потерь мощности в сети, вызванное перераспределением нагрузки электростанциями из-за пуска-остановки агрегатов. Таким образом, задача выбора состава включенных агрегатов на ГЭС и тем более на ТЭС становится общесистемной, определяемой на основе

расчета наивыгоднейшего режима работы всех электростанций системы совместно.

Общее решение такой задачи можно получить только численными методами. Принцип подхода к решению и его физический смысл можно пояснить так же, как и в аналогичной задаче для уровня ГЭС (см. гл. 9). Действительно, пусть известен состав включенного оборудования ТЭС и ГЭС в период максимума нагрузки системы. При понижении P_c целесообразность отключения того или иного агрегата ТЭС приближенно можно проверить по следующему известному условию из гл. 9.

Остановка j-го агрегата ТЭС, работавшего с $N_{aj}=N_a(b_{экв})$, рациональна с точки зрения экономии топлива, если $b_j(N_{aj})$ больше $b_{экв}(N_{ТЭС}-N_{aj})$. Для пуска j-го турбоагрегата должно выполняться условие $b_{экв} > b_{aj}^{уд}$.

Анализ соотношения $b_{экв}$ и $b_{aj}^{уд}$ позволяет найти оптимальный состав работающего оборудования ТЭС в любой момент времени. Для ускорения поиска решения можно заранее ранжировать агрегаты ТЭС в порядке убывания $b_{aj}^{уд}$.

Как показывает опыт расчетов суточных режимов энергосистем, именно задача выбора оптимального состава работающего оборудования ТЭС может дать максимальный экономический эффект по сравнению, например, с задачей распределения нагрузки в энергосистеме (аналогия с задачами, рассмотренными в гл. 9). Решение рассмотренной задачи существенно усложнится, если учесть необходимость пуска отключенных агрегатов в утреннее время при увеличении нагрузки, а также соблюдения заданного уровня надежности электроснабжения (наличия резервов в системе).

Обобщим полученные результаты для простейшего случая работы одной ГЭС в концентрированной энергосистеме на более сложные.

Распределение активных нагрузок в энергосистеме одной ГЭС или ГАЭС при заданной схеме линии электропередачи. В этом случае условие баланса нагрузок в энергосистеме запишется в виде

$$\sum_{\gamma=1}^{s} P_\gamma(t) - N_{ГЭС}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{ТЭС j}(t) + \Delta P_c(t) = \varphi(t) = 0, \quad (13.25)$$

где $P_\gamma(t)$ — нагрузка γ-го узла энергосистемы; ΔP_c — потери мощности в линиях электропередачи, рассчитываемые по формуле

$$\Delta P_c = \sum_{\omega=1}^{l} r_\omega \frac{N_\omega^2 + \theta_\omega^2}{U_\omega^2}. \quad (13.26)$$

Здесь r_ω — активное сопротивление ω-го участка, Ом, линии электропередачи, через которую пропускается поток активной N_ω, МВт, и реактивной θ_ω, Мвар, мощности при постоянном напряжении U_ω, кВ.

Необходимые условия оптимального распределения активных нагрузок в системе примут вид:

$$\left.\begin{aligned} &b_{ТЭС}(t)(1-\sigma_{P1}^P(t)) - b_{P1}(t)(1-\sigma_{Pj}^P(t)) \Rightarrow \min; \\ &\lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}(t)(1-\sigma_{P1}^P(t)) - b_{P1}(t)(1-\sigma_{ГЭСP}^P(t)) \Rightarrow \min. \end{aligned}\right\} \quad (13.27)$$

Для допустимой зоны они могут быть представлены в следующем виде:

$$\frac{b_{ТЭС}(t)}{1-\sigma_{Pj}^P(t)} = \lambda_{ГЭС}\frac{q_{ГЭС}(t)}{1-\sigma_{ГЭСP}^P(t)} = \frac{b_{ТЭСl}(t)}{1-\sigma_{P1}^P(t)}, \quad (13.28)$$

где σ_{Pj}^P и $\sigma_{ГЭСP}^P$ — относительные приросты потерь активной мощности в линиях электропередачи:

$$\sigma_{Pj}^P = \frac{\partial \Delta P_c}{\partial N_{ТЭСj}}; \quad \sigma_{ГЭСP}^P = \frac{\partial \Delta P_c}{\partial N_{ГЭС}}. \quad (13.29)$$

Значения σ_{Pj}^P и $\sigma_{ГЭСP}^P$ показывают, насколько изменяются потери активной мощности в линиях электропередачи при увеличении (уменьшении) нагрузки j-й ТЭС или ГЭС и как вследствие этого перераспределяются потоки мощности в линиях электропередачи.

В (13.28) опущены множители $\lambda(t)$, которые вводятся для соблюдения баланса активной нагрузки в энергосистеме и могут принимать любые значения, кроме нулевых. Вместо них введен относительный прирост балансирующей электростанции [здесь ТЭС-1, для которой обычно можно считать, что $\sigma_{P1}^P(t) \equiv 0$].

Запишем (13.28) в следующем виде:

$$b_{ТЭС j}(t) k_j(t) = \lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}(t) k_{ГЭС}(t) = b_1(t) k_1(t), \quad (13.30)$$

где k_j, $k_{ГЭС}$ и k_1 — поправочные коэффициенты;

$$\left.\begin{aligned} k_j(t) &= (1-\sigma_{Pj}^P(t))^{-1}; \\ k_{ГЭС}(t) &= [1-\sigma_{ГЭСP}^P(t)]^{-1}; \\ k_1(t) &= [1-\sigma_{P1}^P(t)]^{-1}. \end{aligned}\right\} \quad (13.31)$$

Численные значения σ_{Pj}^P и $\sigma_{ГЭСP}^P$ меньше 1, т. е. $k_j > 1$ и $k_{ГЭС} > 1$. Таким образом, учет потерь в сетях увеличит $b_{ТЭС j}$ и $q_{ГЭС}$. При этом электростанции, удаленные от основных узлов нагрузки, будут иметь, как правило, большие значения относительных приростов потерь в сетях. Для таких электростанций $\sigma_{ГЭСP}^P$ линейно зависят от нагрузки

$$\sigma_{ГЭСP}^P = \frac{\partial \Delta P_л}{\partial N_{ГЭС}} = \frac{r 2 N_{ГЭС}}{U^2}. \quad (13.32)$$

Чем больше σ_{Pj}^P или $\sigma_{ГЭСP}^P$, тем меньшую нагрузку будет воспринимать рассматриваемая j-я ТЭС или ГЭС.

Распределение нагрузки в энергосистеме с несколькими ГЭС или ГАЭС, неимеющими между собой гидравлической связи. Это означает появление дополнительных уравнений вида (13.27), равных числу ГЭС:

$$\lambda_{\text{ГЭС}l}\, q_{\text{ГЭС}l}(t)\, k_l(t) - b_1(t)\, k_1(t) \Rightarrow \min. \qquad (13.33)$$

Задача оптимизации суточного режима при наличии в энергосистеме каскада ГЭС значительно осложняется, особенно при наличии ГЭС с малыми значениями $\tau_{\text{доб}}$ между створами. Для такого каскада необходимо в $q_{\text{ГЭС}l}$ учитывать гидравлическую связь смежных ГЭС (подпор и $\tau_{\text{доб}}$ между створами). Любое значение расхода данной l-й ГЭС будет сказываться на изменении подпора на $(l-1)$-й ГЭС через $\tau_{\text{доб}\,l-1}$. Наличие гидравлической связи в каскаде потребует и изменения расчетных переменных. Здесь можно использовать объемы воды в водохранилищах ГЭС или расходы ГЭС. В этом случае упрощается расчет относительных приростов мощности ГЭС в каскаде.

Необходимые условия оптимальности режимов ГЭС в системе будут аналогичны (13.33), где $q_{\text{ГЭС}l}$ при условии постоянства расходов всех остальных ГЭС в каскаде и известных $\tau_{\text{доб}\,l}$ и $\tau_{\text{доб}\,l-1}$ следует рассчитывать по формуле

$$q_{\text{ГЭС}l} = \frac{\partial N_{\text{каск}}}{\partial Q_{\text{ГЭС}l}} = \frac{\partial N_{\text{ГЭС}l-1}}{\partial Q_{\text{ГЭС}l}} + \frac{\partial N_{\text{ГЭС}l}}{\partial Q_{\text{ГЭС}l}} + \frac{\partial N_{\text{ГЭС}l+1}}{\partial Q_{\text{ГЭС}l}}. \qquad (13.34)$$

Чем больше $\tau_{\text{доб}}$ между створами и чем более глубокое регулирование имеют ГЭС каскада, тем меньше будет их взаимное влияние друг на друга в суточной задаче. В расчетах краткосрочных режимов каскадов ГЭС длительного регулирования с большими $\tau_{\text{доб}}$ (Волжско-Камский, Днепровский, Ангарский) каждая ГЭС каскада может рассматриваться как изолированная без связи по режиму с другими электростанциями.

Влияние изменения режима ГЭС и ГАЭС на показатели энергетической эффективности системы будет уменьшаться при учете ограничений со стороны ВХС, при уменьшении объемов воды, проходящей через турбины ГЭУ и снижении удельного веса их в системе.

Роль ГЭС и ГАЭС как регуляторов нагрузки будет увеличиваться по мере ввода новых крупных тепловых блоков на ТЭС и АЭС. При этом основное значение будет иметь не «топливный эффект» ГЭУ, а их влияние на надежность и живучесть энергосистемы. В этом случае небольшие ГЭУ будут в основном выполнять роль резерва энергосистемы. В распределении же суточной нагрузки будут участвовать крупные электростанции с большими регулирующими водохранилищами.

С изменением критерия оптимальности изменится и вид необходимых условий рационального распределения нагрузки в энергосистеме. Однако подход и методы решения такой задачи будут аналогичны рассмотренным выше.

13.3. РАСЧЕТЫ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГАЭС И ГЭУ ДРУГИХ ТИПОВ

Рассмотрим задачу оптимального распределения нагрузки в концентрированной энергосистеме с эквивалентной ТЭС и ГАЭС несовмещенного типа с обратимыми осевыми или диагональными агрегатами при H_a=const в насосном и турбинном режимах. В качестве критерия оптимальности примем (13.1); ограничения (13.4), (13.5) учтем путем видоизменения дифференциальных характеристик насосных и турбинных агрегатов так, как это сделано в гл. 9. Будем далее считать режимы энергосистемы установившимися, а $P_c(t)$ — непрерывной функцией.

Пусть в течение 1 сут ГАЭС 1 раз работает в режиме заряда, обеспечивая подачу в верхнее водохранилище заданного объема воды $W_{\text{ГАЭС}}$. Затем в режиме разряда этот объем воды полностью срабатывается, т. е. уравнения изопериметрических условий для ГАЭС примут вид

$$W^{\text{н}}_{\text{ГАЭС}} - \int_0^{t_{\text{н}}} Q_{\text{ГЭС}}(t)\, dt = 0; \qquad (13.35)$$

$$\int_0^{t_{\text{т}}} Q_{\text{ГАЭС}}(t)\, dt - W^{\text{т}}_{\text{ГАЭС}} = 0, \qquad (13.36)$$

где $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{т}}$ — число часов работы ГАЭС в насосном и турбинном режимах.

Условия баланса мощностей для тех же режимов

$$\varphi_{\text{н}}(t) = P_c(t) + N^{\text{н}}_{\text{ГАЭС}}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{\text{ТЭС}j}(t) = 0; \qquad (13.37)$$

$$\varphi_{\text{т}}(t) = P_c(t) - N^{\text{т}}_{\text{ГАЭС}}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{\text{ТЭС}j}(t) = 0. \qquad (13.38)$$

Целевая функция при этом имеет вид

$$\Phi = B_c + \lambda_{\text{н}}(t)\, \varphi_{\text{н}}(t) + \lambda_{\text{г}}(t)\, \varphi_{\text{т}}(t) - \lambda_{\text{н}} Q_{\text{ГАЭС}}(t) + \lambda_{\text{г}} Q_{\text{ГАЭС}}(t) \Rightarrow \min. \qquad (13.39)$$

Примем в качестве расчетных переменных $N_{\text{ТЭС}j}(t)$, $N^{\text{н}}_{\text{ГАЭС}}(t)$, $N^{\text{т}}_{\text{ГАЭС}}(t)$.

Используя для решения задачи условия Эйлера, получаем выражение для оптимального распределения нагрузки в энергосистеме с ГАЭС:

турбинный режим

$$b_{\text{ТЭС}1}(t) = b_{\text{ТЭС}2}(t) = \ldots = b_{\text{ТЭС}m}(t) = b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}}(t)) = \lambda_{\text{т}}\, q^{\text{т}}_{\text{ГАЭС}}(t) = \lambda_{\text{т}}(t); \qquad (13.40)$$

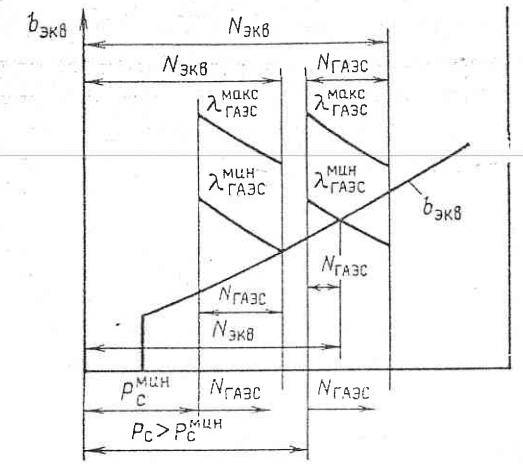


Рис. 13.6. Расчет оптимального режима ГАЭС в насосном режиме

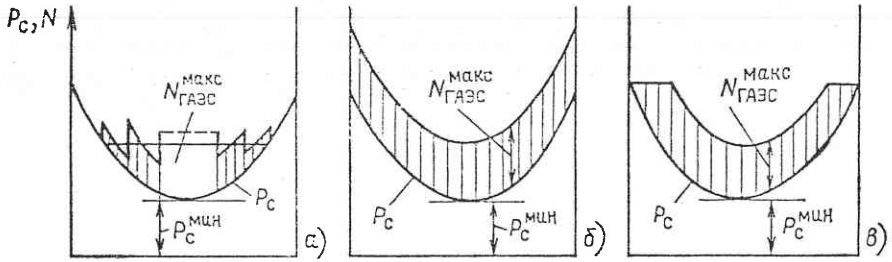


Рис. 13.7. Насосные режимы ГАЭС с постоянными и переменным числом работающих агрегатов

насосный режим

$$b_{ТЭС1}(t) = b_{ТЭС2}(t) = \ldots = b_{ТЭСn}(t) = b_{экв}(N_{экв}(t)) = \\ = b_{экв}(N_{экв}(t)) = -\lambda_н q_{ГАЭС}(t) = \lambda_н(t). \qquad (13.41)$$

Значения $\lambda_т$ и $\lambda_н$ постоянны в течение рассматриваемых суток. Физический смысл $\lambda_т$ аналогичен $\lambda_{ГЭС}$; $\lambda_н$ *характеризует топливную эффективность 1 м³ воды, закачиваемой в верхнее водохранилище.* Для режима заряда ГАЭС или НС получаем

$$b_{экв}(N_{экв}(t)) - \lambda_н q^н_{ГАЭС}(t) \Rightarrow \min. \qquad (13.42)$$

Так как $q^н_{ГАЭС}(N_{ГАЭС})$ — убывающая кривая, то условию (13.42) будет соответствовать максимальная загрузка ГАЭС в насосном режиме (или НС) учетом заданного объема $W^н_{ГАЭС}$ (рис. 13.6). При этом минимальный объем закачиваемой воды $W^{н.мин}_{ГАЭС}$ (рис. 13.7, *а*) за время $t_н$ будет соответствовать режиму ТЭС, определяемому как

$$N_{ТЭС}(t) = P_c^{мин}(t) + N^{н.мин}_{ГАЭС}(t) = \text{const}. \qquad (13.43)$$

Для максимального объема $W^{н.макс}_{ГАЭС}$ будем иметь (рис. 13.7, *б*)

$$N_{ТЭС}(t) = P_c(t) + N^{н.макс}_{ГАЭС}(t) = \text{const}. \qquad (13.44)$$

Промежуточному значению $W^н_{ГАЭС}$ между $W^{н.мин}_{ГАЭС}$ и $W^{н.макс}_{ГАЭС}$ будет соответствовать режим ГАЭС, показанный на рис. 13.7, *в*.

Если в режиме заряда учесть возможность регулирования числа включенных агрегатов, то нагрузка ГАЭС будет меняться скачкообразно (рис. 13.7, *а*). При этом будут иметь место режимные потери топлива на ТЭС при обеспечении работы ГАЭС с максимальным КПД в любом режиме. Вопрос о выборе режима заряда может быть решен только с помощью оценки всех возможных последствий от изменения режимов ГАЭС.

В некоторых случаях оптимизация суточного режима энергосистемы с ГЭУ возможна с использованием так называемой интегральной или анализирующей кривой графика нагрузки.

Условимся называть интегральной кривой нагрузки зависимость суточной выработки энергии энергосистемы $Э_c$ от мощности P_c или зависимость пиковой энергии $Э_{пик}$ от пиковой мощности $N_{пик}$ (рис. 13.8). Она рассчитывается для заданного графика $P_c(t)$ следующим образом. Задаются рядом значений пиковой мощности электростанции $N_{пик} = N_1, N_2$ и т. д. до $P_c^{макс}$ (рис. 13.8). Определяют площадь графика нагрузки $P_c(t)$, расположенную между $P_c^{макс}$ и горизонтальной линией, соответствующей разности $P_c^{макс}$ и $N_{пик}$. Иными словами, определяют $Э_{пик}(N_{пик})$ по формуле

$$Э_{пик} = Э_{пик}(N_{пик}) = \int_0^{N_{пик}} t(N_{пик})\, dN_{пик}. \qquad (13.45)$$

Построенная кривая может быть использована и для расчета при задании N_c от 0 до $P_c^{макс}$.

Полученная кривая $Э_{пик}(N_{пик})$ имеет два характерных участка: в зоне нагрузок от 0 до $P_c^{мин}$ она линейна, в зоне нагрузок выше $P_c^{мин}$ выпукла и имеет параболический вид. Эта кривая позволяет определять суточный режим любой электростанции при ее размещении в графике нагрузки в виде некоторой зоны, ограниченной по мощности горизонтальными линиями.

Пусть, например, задана максимальная рабочая мощность l-й ГЭС N_l и ее суточная выработка $Э_l$. Для определенности

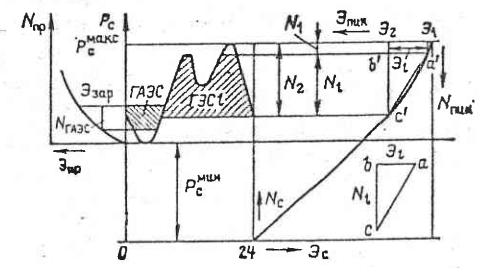


Рис. 13.8. Расчет суточных режимов ГЭС и ГАЭС по интегральной кривой нагрузки

пусть $Э_l = Э_2(N_2) - Э_1(N_1)$, а $N_l = N_2 - N_1$. Тогда решением задачи будет зона графика нагрузки, размещенная между горизонтальными линиями, соответствующими пиковым мощностям N_2 и N_1. Это означает, что прямоугольный треугольник abc с катетами $Э_l$ и N_l совместится с треугольником $a'b'c'$ на интегральной кривой.

Наиболее широко интегральная кривая нагрузки используется при проектировании ГЭС и ГАЭС, причем отличие полученного по ней режима ГЭС или ГАЭС от оптимального тем меньше, чем больше ограничений накладывается на их режимы и чем меньше удельный вес этих электростанций в энергосистеме.

Правомерность использования интегральной кривой для расчетов суточных режимов подтверждается и следующим положением. Предположим, что в качестве изопериметрического условия работы ГЭС или ГАЭС вместо (13.3) задано

$$Э_{ГЭС} - \int_0^T N_{ГЭС}(t)\,dt = 0. \qquad (13.46)$$

Тогда необходимое условие оптимального распределения нагрузки в энергосистеме для турбинного режима примет вид

$$b_{экв}(N_{экв}(t)) = \lambda_т = \lambda_т(t) = \text{const}, \qquad (13.47)$$

а для насосного

$$b_{экв}(N_{экв}(t)) = -\lambda_н = \lambda_н(t) = \text{const}, \qquad (13.48)$$

т. е. наиболее оптимальным является режим ТЭС с максимально постоянной мощностью в течение 1 сут с учетом ограничений режимов ГЭС и ТЭС, что и реализуется на интегральной кривой нагрузки.

Режимы заряда ГАЭС также можно определять по интегральной кривой, связывающей между собой площадь провала графика нагрузки $Э_{пр}$ с соответствующей ей используемой мощностью $N_{пр}$ (рис. 13.8). Для построения указанной интегральной кривой задаются постоянной мощностью ТЭС, равной сумме $P_c^{мин}$ и $N_{пр}$, и определяют $Э_{пр}$ по формуле

$$Э_{пр} = \int_0^{N_{пр}} t(N_{пр})\,dN_{пр}. \qquad (13.49)$$

Расчет режима $N^н_{ГАЭС}(t)$ по $Э_{пр}(N_{гр})$ проводится далее так же, как и для режима ГЭС, рассмотренного выше. Однако здесь задаются $N^{макс}_{пр} = N^{макс}_{ГАЭС}$ и $Э_{зар} = Э_{пр}$. Кроме того, режим ГАЭС будет переменным во времени при ограниченной мощности $N_{ГАЭС}$. Мощность ТЭС для режима заряда следует рассчитывать как сумму $P_c(t)$ и $N_{ГАЭС}(t)$, найденной по $Э_{пр}(N_{пр})$.

ГЛАВА 14

РАСЧЕТЫ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

14.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Задача оптимизации длительного режима работы ГЭС в энергосистеме и, следовательно, всей энергосистемы в целом принципиально мало отличается от задачи, рассмотренной в гл. 13. Действительно, любую задачу оптимизации длительного режима можно представить в той же постановке, как и для суток с увеличенным расчетным интервалом T, но при этом значительно возрастает размерность задачи; ее решение становится возможным только на современных ЭВМ с быстродействием в миллионы операций в секунду с неограниченным объемом памяти. Реализация подобной задачи осуществляется только в расчетах, преследующих решение теоретических проблемных вопросов.

В практике эксплуатации энергосистем отражается сложившаяся иерархическая структура управления их режимами, учитывающая и особенности задачи для большого периода времени T.

Действительно, оптимизация длительных режимов в отличие от краткосрочной оптимизации имеет следующие особенности: большую погрешность исходной информации; необходимость учета сезонных изменений графика нагрузки и бытовой приточности; изменение характеристик нижнего бьефа зимой или летом вследствие ледовых условий или зарастания водотоков растениями; изменение числа и состава оборудования на электростанциях вследствие ремонта; значительные требования к режиму ГЭУ со стороны участников ВХС (ограничения по отметкам верхнего и нижнего бьефов по условиям судоходства, сельского хозяйства, промышленного и коммунального водоснабжения и т. д.). Специфические требования предъявляются и по охране окружающей среды. Особые сложности в расчеты вносит необходимость комплексного использования ограниченных запасов пресной воды на Земле в условиях непрерывного увеличения потребностей в ней. Не менее сложен и учет вероятностного и неопределенного характера исходной информации.

В расчетах длительных режимов в отличие от расчетов краткосрочных режимов необходимо учитывать и то, что ГЭС с водохранилищами перераспределяют во времени бытовой сток рек и, следовательно, энергию реки $Э_р(W_{пр})$.

Значительное влияние на оптимальное использование энергоресурсов за длительный период T может оказать гидравлическая связь ГЭУ в каскаде (учет $\tau_{доб}$ и подпора от нижележащих ГЭС).

На эффективности длительных режимов ГЭС сказываются значительные колебания напоров из-за сработки-наполнения водохранилищ. В этих условиях (в отличие от ТЭС) имеет место задача с последействием, а именно преждевременная сработка

15—13

водохранилища уменьшит выработку ГЭС из-за снижения напора; задержка сработки при большом половодье ведет к холостым сбросам воды и потерям подведенной энергии $\Theta_{г,i}^{под}(W_{пр})$. Иными словами, появляются дополнительные потери энергии, определяемые режимами не только оборудования, но и водохранилищ.

В связи с этим выявляется основное содержание задачи управления длительными режимами ГЭС, отличающейся от назначения краткосрочных задач, а именно решение задачи по расчету баланса энергии в системе и стока на ГЭС. При этом, естественно, предполагается решенной задача краткосрочной оптимизации, реализующей баланс мощности во времени.

Сказанное выше, а также другие соображения определяют необходимость использования в управлении длительными режимами ГЭС с водохранилищами методов агрегирования и декомпозиции.

Метод агрегирования заключается в том, что все электрические станции представляются среднеинтервальными или режимными характеристиками, которые связывают интегральные энергетические показатели за определенные интервалы времени, принимаемые обычно равными 1 декаде, или 1 мес. Эти характеристики могут отличаться от технологических или мгновенных энергетических характеристик ГЭУ (см. гл. 8, 10). При их расчете и построении следует учитывать алгоритм определения параметров режима электростанции, а также принятые фазовые координаты и структуру управления энергосистемой (подробнее — см. § 14.3).

Метод декомпозиции заключается в итерационном решении задачи оптимизации длительных режимов при выделении в первоочередную задачу баланса выработки активной энергии энергосистемы.

Оценка эффективности получаемого решения сложна из-за вероятностного и неопределенного характера исходной информации и многоцелевого использования водных ресурсов. Однако независимо от методов расчета и постановки задачи разные ГЭУ будут представлены в ней определенными энергетическими характеристиками и показателями. Закономерна будет и взаимосвязь разных критериев между собой.

Известно, что для оценки энергетических показателей ГЭУ обычно принимаются некоторые средние по водности условия. Этот подход принят в данной главе при анализе энергетических характеристик показателей ГЭУ. В основном рассматривается одноцелевая задача с энергетическими критериями оптимальности. Требования других участников ВХС к режиму ГЭС учитываются в виде ограничений. Анализируется влияние этих ограничений на режим ГЭУ и возможности его изменения при введении многоцелевых критериев.

14.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭУ В РАСЧЕТАХ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Основная задача длительного планирования энергосистем с ГЭУ, как было отмечено выше, заключается в оптимальном распределении во времени ограниченных энергоресурсов для принятого критерия оптимальности, т. е. определения баланса энергии и стока.

Наиболее распространенным одноцелевым критерием эффективности работы энергосистемы с ГЭУ является минимум издержек $И_с$ и для частного случая — минимум расхода условного топлива $B_с$ за период T. Основные энергетические показатели всех электростанций энергосистемы за каждый расчетный интервал времени Δt_i, $i=1, 2, \ldots, k$ представляются в виде среднеинтервальных или интегральных показателей

$$\Theta_{ГЭСi} \text{ или } \overline{N}_{ГЭС}, \ \Theta_{ТЭСj} \text{ или } \overline{N}_{ТЭСj}, \ \overline{H}_{ГЭСi}, \ \overline{Q}_{ГЭСi}.$$

Для ГЭС, работающих на изолированную нагрузку, критерием оптимальности может быть максимум выработки электроэнергии за период T или минимум расхода подведенной электроэнергии при выполнении балансового условия (14.2). Критерий максимума выработки ГЭС может применяться и при других условиях, например в дефицитных по выработке электроэнергии энергосистемах или при малом удельном весе ГЭС.

Математическая постановка рассматриваемой задачи в частном случае может быть представлена следующим образом.

Требуется найти такой режим ГЭС, ТЭС и АЭС за период $T=t_к-t_0$, который обеспечил бы минимум $B_с$:

$$B_с = \sum_{i=1}^{k} B_i(\Theta_i) \to \min; \tag{14.1}$$

$$\varphi_i = \Theta_{сi} - \Theta_{ГЭС} - \Theta_{ТЭСi} - \Theta_{АЭСi} + \Delta\Theta_{сi} = 0 \tag{14.2}$$

при заданных ограничениях

$$\bar{x}_i^{мин} \leqslant \bar{x}_i \leqslant \bar{x}_i^{макс}; \tag{14.3}$$

$$x_i^{мин} \leqslant x_i \leqslant x_i^{макс}, \tag{14.4}$$

где в качестве $\bar{x}_i$ и x_i могут быть приняты различные энергетические и водохозяйственные показатели ГЭС, ТЭС и АЭС.

В данной задаче начальное ($вt_0$) и конечное ($вt_к$) состояния энергосистемы обычно бывают известны. Иногда задание конечного состояния заменяется на ГЭС на изопериметрическое условие вида:

$$W_{ГЭС} = \sum_{i=1}^{k} \sum_{l=1}^{m} W_{ГЭСil}. \tag{14.5}$$

Считаются известными: гидрограф приточности к створу верхней ГЭС и боковая приточность между створами; график нагрузки энергосистемы и потери энергии в линиях электропередачи; характеристики бьефов водопроводящих сооружений; среднеинтервальные энергетические характеристики ТЭС, ГЭС и АЭС.

Если период T разбит на одинаковые по продолжительности интервалы времени Δt_i, $i=1, 2, \ldots, k$, то вместо интегральных показателей Θ, W, B следует использовать их производные по времени $\overline{N}$, $\overline{Q}$, $\overline{B}$.

Особенностью энергетических и гидравлических процессов при длительном регулировании стока является их установившийся характер, что позволяет представить ГЭС среднеинтервальными характеристиками.

ГЭС без регулирования и с краткосрочным регулированием стока учитываются при оптимизации длительного режима энергосистемы как нерегулируемые электростанции в балансе энергии.

ГЭС длительного регулирования. Цикл регулирования таких ГЭС может превышать рассматриваемый период T. Однако оптимальный режим для периода T вследствие взаимосвязи режимов ГЭС внутри полного цикла регулирования не может рассматриваться независимо от общего оптимального режима электростанции за весь цикл регулирования. В ряде случаев вместо полного цикла регулирования можно рассматривать отдельно период сработки и период наполнения с заданными во времени граничными условиями.

Обычно ГЭС длительного регулирования осуществляют и краткосрочное регулирование стока, и для его учета необходимо использовать среднеинтервальные характеристики. Особенностью ГЭС длительного регулирования стока является значительный диапазон изменения уровней бьефов, а также режима попусков во времени. На режим каскада ГЭС существенное влияние может оказать учет изменения подпора между створами. ГЭС длительного регулирования стока являются основным регулирующим звеном в энергосистеме. Режим их может определяться как энергетическими, так и водохозяйственными критериями.

Группа ГЭС разного вида регулирования. Все сказанное выше справедливо для ГЭС, расположенных на разных водотоках, а также для верхних ГЭС каскада. Для каскада ГЭС следует учитывать особенности водноэнергетических расчетов, которые были рассмотрены в гл. 12, а также взаимосвязи режимов всех ГЭС каскада как по расходу, так и по напору.

При наличии в каскаде ГЭС разного вида регулирования стока, — например верхняя ГЭС-1 без регулирования, а нижняя ГЭС-2 длительного регулирования, — могут появиться дополнительные факторы, влияющие на их режим. Тогда нижний бьеф ГЭС-1 должен быть представлен в виде зависимости $z_{н.б1}$ от $Q_{н.б1}$ и $z_{в.б2}$. При обратном порядке расположения ГЭС в каскаде $z_{н.б1}$ зависит только от $Q_{н.б1}$. Введение новой ГЭС может существенно изменить расчетную схему каскада.

В долгосрочном планировании значительное влияние на режим ГЭС оказывает ВХС, учет требований которой приводит к необходимости использования в расчетах некоторых критериев. Однако в настоящее время учет требований ВХС сводится, как правило, к введению ограничений на режим ГЭС, работающих по одноцелевому энергетическому или водохозяйственному критерию. В практических расчетах многоцелевые критерии сводятся к одноцелевому критерию с использованием различных приемов и методов (экспертные оценки, ущербы и т. д.).

Насосные станции. В связи с тем, что насосные станции являются потребителями-регуляторами электроэнергии, оптимизация длительных режимов энергосистем, в состав которых входят эти станции разного вида регулирования стока, имеет свои особенности.

Режим НС без регулирующего водохранилища или с водохранилищем краткосрочного регулирования учитывается в формуле (14.2) в виде дополнительной нагрузки

$$\psi_i = \Э_{сi} + \Э_{НСi} - \Э_{ГЭСi} - \Э_{ТЭСi} - \Э_{АЭСi} + \Delta\Э_{сi} = 0. \qquad (14.6)$$

Насосные станции с водохранилищами длительного регулирования, а также электростанции, работающие по заданному графику расхода во времени, должны обеспечить заполнение водохранилищ по критерию минимума потребления электроэнергии или по более общему критерию (14.1). Для учета НС в задаче долгосрочного планирования режимов необходим расчет их среднеинтервальных энергетических характеристик. Чем менее неравномерен режим расхода НС в течение 1 сут (недели), тем меньше среднеинтервальная характеристика отличается от технологических характеристик.

ГАЭС краткосрочного регулирования. Учет этих электростанций в расчетах длительных режимов следует производить в виде разности значений энергии, потребленной $\Э_{зар}$ и отданной $\Э_{разр}$ в энергосистеме [см. уравнение (14.2)]. Иными словами, ГАЭС дополнительно увеличивают расход энергии в расчетах длительных режимов энергосистемы при значительном увеличении ее надежности.

ГАЭС длительного регулирования и ГЭС-ГАЭС. Напоры этих электростанций могут значительно изменяться во времени; режим их работы учитывается условием (14.6).

Приливные электростанции. Поскольку ПЭС имеют обычно краткосрочное регулирование, они учитываются в расчетах длительного режима энергосистемы как источники электроэнергии с заданным режимом выработки во времени.

14.3. РАСЧЕТЫ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС И КАСКАДОВ ГЭС

В расчетах длительных режимов ГЭУ сохраняется та же последовательность преобразования энергии, что и для краткосрочных режимов. Сохраняются и те же взаимосвязи основных параметров режима. Однако расчетный интервал осреднения этих параметров во времени существенно увеличивается. Здесь он равен 1 декаде или 1 мес. Для таких интервалов осреднения параметров справедливо условие установившихся режимов на ГЭУ. Это позволяет использовать в некоторых расчетах, обычных для проектных задач, характеристики бьефов и водопроводящих сооружений в виде зависимостей, соответствующих установившемуся режиму: $z_{в.б}(V_в)$, $z_{в.б}(F_в)$, $z_{н.б}(Q_{н.б})$, $\Delta H_{дер}(Q_{дер})$, $\Delta H_{вод}(Q_{вод})$ и т. д.

Подобные характеристики можно использовать в расчетах ГЭС без регулирования и ГЭС краткосрочного регулирования стока.

Для ГЭС длительного регулирования стока необходимы режимные среднеинтервальные характеристики как для энергетического оборудования, так и для бьефов и водопроводящих сооружений. Эти характеристики должны учитывать неустановившиеся процессы в бьефах ГЭС в краткосрочном регулировании и сложный нелинейный характер взаимосвязей энергетических параметров, показателей энергетического оборудования и водопроводящих сооружений. Использование таких характеристик ГЭС позволяет решать задачи длительного планирования независимо от задач краткосрочной оптимизации, что упрощает расчеты.

Следует отметить сложность математических моделей среднеинтервальных характеристик ГЭС длительного регулирования, определяемых не только способами их расчета, но и принятой технологической моделью взаимосвязи среднеинтервальных пока-

зателей и кроме того, зависимостью среднеинтервальных характеристик ГЭС от принятой в расчетах структуры управления во времени и показателей оценки адекватности математической модели натурному объекту. Влияние на выбор метода расчета среднеинтервальных характеристик ГЭС оказывает вероятностный и неопределенный характер представления исходной информации по ВХС энергосистеме, линиям электропередачи, ТЭС и т. д. Таким образом, среднеинтервальные характеристики энергосистемы и ее отдельных элементов, а также компонентов ВХС должны наиболее полно отражать объективный характер процессов управления во времени, в том числе и субъективизм в принятии решений при экстремальных, неформализуемых ситуациях.

Одновременно эти характеристики должны быть адаптивными, т. е. изменяющимися во времени и в пространстве в зависимости от изменения ситуации в энергетической и водохозяйственной системах. В них должна учитываться принятая структура управления водными и энергетическими ресурсами в народном хозяйстве, а также оценка качества управления ими на разных ступенях иерархии.

Таким образом, для расчетов длительных режимов энергосистем с ГЭС должна быть разработана функциональная модель, связывающая между собой все основные среднеинтервальные параметры режима станций. Она должна базироваться на технологической модели каскада или группы ГЭС и учитывать особенности расчетов при больших интервалах осреднения параметров — декада, месяц. Модель должна учитывать и взаимосвязь режимов группы ГЭС в энергосистеме как при наличии, так и при отсутствии гидравлической связи между ними.

Весьма перспективным представляется разрешение неопределенности построения функциональной модели длительного режима ГЭС на основе методов теории самоорганизующихся систем. Частным случаем является простая статистическая обработка информации о прошедших режимах по каждому параметру отдельно за имеющийся период T наблюдений за ним

$$\bar{x}_i = \frac{1}{T}\int_0^T x_i(t)dt. \qquad (14.7)$$

При этом расчет показателей всего длительного режима ГЭС производится на основе функциональных моделей водноэнергетических расчетов, рассмотренных в гл. 11 и базирующихся на технологической модели ГЭС. Энергетические характеристики ГЭС при этом определяются в виде взаимосвязей среднеинтервальных показателей, рассчитываемых по формуле (14.7) и не зависящих от принятых управляющих параметров (отметки, расхода, мощности и т. д.).

Аналогично можно рассчитывать среднеинтервальные характеристики нагрузки энергосистемы, ТЭС и некоторых видов ГЭУ, в особенности высоконапорных.

При использовании методов теории самоорганизующихся систем предварительно устанавливаются управляющие параметры и функциональная последовательность водноэнергетических расчетов в длительном планировании режимов ГЭС. Например, принимаются алгоритмы, описанные в гл. 11, где функциональная модель ГЭС в основном соответствует технологической модели (см. гл. 7). При этом устанавливаются определенные соотношения между мгновенными и среднеинтервальными показателями режимов, в том числе напорами, расходами, отметками бьефов.

Описание энергетических характеристик ГЭС, бьефов и водопроводящих сооружений сохраняется таким же, как и в технологической модели. Отличием будет являться использование в указанных характеристиках не мгновенных, а среднеинтервальных показателей.

Затем берется информация о прошедших режимах ГЭС, переработанная для среднеинтервальных показателей. Устанавливается класс математических (аналитических) моделей, используемых для описания всех характеристик ГЭС и позволяющих производить увеличение их сложности без искажения предыдущих результатов.

Примером такой модели служит полином Колмогорова — Габора вида:

$$x = a_0 + \sum_{i=1}^{I} a_i y_i + \sum_{i=1}^{I}\sum_{j=1}^{G} a_i a_j y_i y_j + \sum_{i=1}^{I}\sum_{j=1}^{G}\sum_{k=1}^{K} a_i a_j a_k y_i y_j y_k + \ldots, \qquad (14.8)$$

где a_0, a_i, a_j, a_k — коэффициенты полинома, используемого для описания зависимости параметра режима ГЭС x от множества переменных $\bar{Y} = (y_i, y_j, y_k \ldots)$.

Идентификация модели длительного режима ГЭС по данным прошлых наблюдений производится по методу наименьших квадратов по всем расчетным параметрам всех ГЭС одновременно. Иными словами, критерием оптимальности параметров модели ГЭС при заданной ее математической структуре в виде аналитических выражений является минимум суммарного среднеквадратического отклонения параметров модели от данных фактических наблюдений за период T

$$\Phi = \sum_{i=1}^{n}\sum_{l=1}^{m}\sum_{j=1}^{k}(x_{ijl}^{\text{факт}} - x_{ijl}^{\text{р}})^2 \Rightarrow \min. \qquad (14.9)$$

где $i = 1, 2, \ldots, n$ — число расчетных интервалов времени с известными показателями режимов ГЭС; $l = 1, 2, \ldots, m$ — число рассматриваемых ГЭС, связанных между собой по электрическим и гидравлическим режимам; $j = 1, 2, \ldots, k$ — число расчетных (оценочных) параметров режима ГЭС, определяемых методом многофакторного анализа.

Для каждой конкретной модели состав оценочных параметров устанавливается по критерию их надежности или достоверности.

Если в состав оценочных параметров включаются такие, которые являются результатами промежуточных расчетов, то в функциональную модель ГЭС будет внесена дополнительная погрешность. Полученные модели достоверны только для исследованного диапазона переменных по данным прошлых наблюдений.

ТЭС современных энергосистем обладают энергетическим оборудованием с малыми диапазонами изменения основных параметров. Режим ТЭС в течение 1 сут в отличие от режима ГЭС — это или базовый режим, или близкий к нему. Вследствие этого среднеинтервальные характеристики ТЭС еще более, чем мгновенные, близки к линейным. Кроме того, все ТЭС работают практически независимо друг от друга и имеют между собой только электрическую связь, в то время как ГЭС в каскаде имеют и гидравлическую связь друг с другом. Это дает возможность получения эквивалентной характеристики ТЭС для длительных режимов даже с еще большей достоверностью, чем для краткосрочных. Подобное эквивалентирование определяется и иерархической последовательностью расчетов.

Для линейных среднеинтервальных характеристик ГЭС и ТЭС справедливо условие постоянства производной по заданному расчетному параметру.

Задача оптимального управления длительными режимами ГЭС, так же как и краткосрочными режимами, не имеет аналитического решения в общем случае, поэтому она решается с помощью ЭВМ и численных методов математического программирования. Особенностью всех решений, реализованных численными методами, является сложность оценки их достоверности с точки зрения физической сущности получаемого решения, а также трудности в использовании полученных результатов для анализа других задач. Численные методы, позволяющие эффективно решать задачу оптимального управления режимами ГЭС, не дают аналитической связи основных параметров режима между собой, а также не поясняют взаимосвязи и разных критериев оптимальности, используемых в расчетах (минимум издержек энергосистемы, минимум расхода условного топлива, максимум выработки ГЭС). Широкие возможности могли бы представить аналитические методы математического программирования — вариационное исчисление и принцип максимума Понтрягина. Этими методами нельзя решить задачу оптимального управления режимами ГЭС в той же постановке, что и для численных методов, но можно решить несколько упрощенный вариант ее, полностью отражающий основные особенности рассматриваемой задачи, например допуская детерминированный характер исходной информации, постоянство КПД ГЭС, возможность эквивалентирования и т. д. При этом могут быть выявлены основные закономерности оптимального управления длительным режимом ГЭС, позволяющие контролировать корректность решения задачи численными методами.

Рассмотрим характерные случаи определения необходимых условий оптимальности длительного режима ГЭС, начиная с наиболее простого случая — наличия одной ГЭС длительного регулирования в энергосистеме и предполагая, что все параметры режима и исходная информация — непрерывные функции времени, дважды дифференцируемые.

В этом случае по математической постановке задача не отличается от задачи, приведенной в гл. 13. Для задачи долгосрочного планирования режимов дополнительно появляются лишь некоторые особенности, а именно переменный во времени напор, ограничения по $z_{в.б}(V_{в.б})$ или $Q_{н.б}(z_{н.б})$, связанные с условиями работы ГЭС в ВХС, изменение во времени состава работающего оборудования ТЭС и ГЭС и т. д.

Необходимые условия оптимальности работы ГЭС и ТЭС будут представляться также в виде равенства $b^*_{ТЭС}$ и $\lambda_{ГЭС} q^*_{ГЭС}$ (см. § 13.2). Тем самым оптимальным может быть только тот режим, в котором единичные приращения расхода условного топлива ТЭС компенсируются эквивалентным ему изменением расхода воды на ГЭС при $\lambda_{ГЭС} = \text{const}$. При этом $\lambda_{ГЭС}$ определяется стоком $W_{ГЭС}$ за длительный период $T = t_к - t_0$. Для заданных граничных условий $z_{в.б\,0}$ и $z_{в.б\,к}$ решение задачи осуществляется итерационным путем, где в качестве расчетной переменной принята $\lambda_{ГЭС}$.

Однако подобная постановка задачи недостаточно эффективна для длительного управления, где в качестве расчетных переменных более корректно использовать $z_{в.б}(t)$ или $V_{сраб}(t)$, а не $N_{ГЭС}(t)$ и $N_{ТЭС}(t)$, как это принято в задаче краткосрочной оптимизации. Подобный выбор расчетных переменных объясняется необходимостью решения общей задачи перераспределения энергии, а не мощности во времени в задаче долгосрочного планирования режимов (см. § 14.1).

На ТЭС режимы работы турбоагрегатов мало связаны друг с другом, что объясняется независимостью энергоемкости топлива от режима электростанции. На ГЭС с водохранилищем длительного регулирования неоптимальный режим использования $Э^{под}_{ГЭС}$ может привести к существенным режимным потерям $\Delta Э_{реж}$ из-за снижения КПД, напора или увеличения холостых сбросов воды. Выбор соответствующего режима водохранилища ГЭС позволяет минимизировать и расход условного топлива на ТЭС $B_с$ за длительный период T, причем чем больше $Э_{ГЭС}$, тем, как правило, меньше $B_с$. Таким образом, именно режим $z_{в.б}(t)$ и $z_{н.б}(t)$ полностью и однозначно определяет собой перераспределение электроэнергии в энергосистеме и обеспечивает выполнение заданного критерия оптимальности. При этом особую роль приобретает оптимальное использование $Э^{под}_{ГЭС}$, т. е. критерий максимума выработки ГЭС при заданном бытовом притоке.

Далее будем предполагать, что функциональная модель ГЭС представлена своими среднеинтервальными показателями. Сначала рассмотрим критерий максимума выработки ГЭС при условии полного использования притока, когда $Q_{х.сбр} = 0$.

При длительном регулировании основные потери подведенной к ГЭС энергии связаны с уменьшением средневзвешенного напора при сработке-наполнении водохранилища и КПД ГЭС изменяется в меньшей степени. Основные изменения КПД ГЭС связаны только с напором электростанции при условии оптимального внутристанционного режима основного оборудования. Учет переменного по напору КПД ГЭС вызовет лишь усложнения в расчетах и не повлияет на качественные показатели режимов. Поэтому остановимся на случае постоянного во времени КПД ГЭС.

Рассмотрим использование методов вариационного исчисления в задаче долгосрочного планирования режимов. Найдем необходимые условия, обеспечивающие оптимальность режима работы русловой ГЭС длительного регулирования за период $T=t_к-t_0$ при заданных граничных условиях $V_{сраб\,0}$, $V_{сраб\,к}$ и ограничениях типа неравенств на $V_{сраб}(t)$ по критерию

$$\mathcal{Э}^{*}_{гэс}=\int_{t_0}^{t_к} N^{*}_{гэс}(t)\,dt \Rightarrow \max, \qquad (14.10)$$

где $N^{*}_{гэс}=N_{гэс}+Ш$. Здесь $N_{гэс}$ —среднеинтервальная мощность; $Ш$ — штрафная функция, введенная для учета ограничений на расчетные переменные $V_{сраб}(t)$ и определяемая по формуле

$$Ш=0{,}5\,(\mu_1\varphi_1^2\,\mathrm{sg}\,\varphi_1+\mu_2\varphi_2^2\,\mathrm{sg}\,\varphi_2), \qquad (14.11)$$

$$\varphi_1=\varphi_1(V_{сраб})=V^{мин}_{сраб}(t)-V_{сраб}(t)\leqslant 0; \qquad (14.12)$$

$$\varphi_2=\varphi_2(V_{сраб})=V_{сраб}(t)-V^{макс}_{сраб}(t)\leqslant 0. \qquad (14.13)$$

Так как $N_{гэс}=N_{гэс}(V_{сраб},\ \dot{V}_{сраб},\ t)$, то необходимые условия экстремума-функционала можно получить, решив уравнения Эйлера:

$$\frac{\partial N^{*}_{гэс}}{\partial V_{сраб}}-\frac{d}{dt}\left(\frac{\partial N^{*}_{гэс}}{\partial Q_в}\right)=0. \qquad (14.14)$$

Раскрыв каждую из составляющих уравнения (14.14) и произведя некоторые преобразования для допустимой зоны работы ГЭС, получим

$$\frac{Q_{пр}(t)}{F_в(t)}-\frac{d\xi_{н.б}(t)}{dt}=0. \qquad (14.15)$$

Таким образом, для русловой ГЭС при постоянном КПД необходимые условия получения экстремума (14.10) совпадают с

условиями оптимального использования $\mathcal{Э}_в$ (см. § 11.2). В гл. 11 было показано, что в большинстве случаев траектория сработки-наполнения водохранилища должна быть вогнутой функцией [по $z_{в.б}(t)$]. Подобный характер кривых обеспечивает минимум потерь $\mathcal{Э}^{под}_{гэс}$, задерживает сработку во времени и ускоряет выход на НПУ в период наполнения.

Из уравнений (14.15) следует, что при $Q_{пр}=0$ оптимальным является равномерный режим работы ГЭС с $Q_{гэс}=Q_в=\mathrm{const}$, определяемый граничными условиями по верхнему бьефу. Чем больше $Q_{пр}(t)$ или $F_в$, тем меньше будет относительная сработка водохранилища из-за увеличения потерь $\mathcal{Э}_{пр}$. Из уравнения (14.15) следует также, что функция $Q_{гэс}(t)$ может быть только монотонно возрастающей кривой времени, так же как и $\xi_{н.б}(t)$.

При отсутствии холостых сбросов на ГЭС критерий (14.10) соблюдается при работе электростанции по водотоку, где $\Delta\mathcal{Э}_{пр}=0$. Любая сработка водохранилища ведет к дополнительным режимным потерям $\mathcal{Э}^{под}_{гэс}=\mathcal{Э}_в$.

Для критерия минимума расхода условного топлива в энергосистеме при тех же допущениях, что и в рассмотренной задаче, в предположении известных характеристик эквивалентной ТЭС и при учете потерь в линиях электропередачи в графике $P_с(t)$ необходимые условия оптимального режима ГЭС можно получить следующим образом.

Требуется найти режим ГЭС, обеспечивающий минимум расхода условного топлива на интервале $T=t_к-t_0$ при заданных граничных условиях по верхнему бьефу:

$$B_с=\int_{t_0}^{t_к} B^{*}(t)\,dt \Rightarrow \min, \qquad (14.16)$$

где $B^{*}=B(N_{тэс})+Ш$; $N_{тэс}=P_с-N_{гэс}$.

Это означает, что $B^{*}=B^{*}(V_{сраб},\ \dot{V}_{сраб},\ t)$ при условии, что штрафная функция определяется по (14.11). Тогда необходимые условия оптимальности $V_{сраб}(t)$ можно найти, решив уравнения Эйлера для функционала (14.16):

$$\frac{\partial B^{*}}{\partial V_{сраб}}-\frac{d}{dt}\left(\frac{\partial B^{*}}{\partial Q_в}\right)=0. \qquad (14.17)$$

Решив уравнение относительно $V_{сраб}(t)$, получим следующее необходимое условие оптимальности длительного режима ГЭС и ТЭС для допустимой зоны их работы

$$\frac{b_{тэс}Q_{гэс}}{F_в}+\frac{d}{dt}\,b_{тэс}(H^{под}_г-h_{сраб}-\xi_{н.б})=0. \qquad (14.18)$$

Сопоставление уравнений (14.18) и (14.15) показывает, что критерий максимума выработки ГЭС является частным случаем критерия минимума расхода условного топлива при $b_{\text{тэс}}(t) = \text{const}$, т. е. при линейной среднеинтервальной характеристике ТЭС. Полученный вывод достаточно характерен для современных энергосистем с блочными агрегатами и малым диапазоном изменения $b_{\text{тэс}}(N_{\text{тэс}})$. Тем самым подтверждается возможность использования критерия (14.10) для анализа эффективности работы ГЭС в энергосистеме.

Рассмотрим, каким образом различные факторы будут влиять на оптимальный режим ГЭС.

Для деривационной ГЭС напор гидроагрегата будет меньше $H_{\text{гэс}}$ за счет потерь в деривации $\Delta H_{\text{дер}}$ и водоводах $\Delta H_{\text{вод}}$. Соответственно необходимые условия оптимальности длительного режима ГЭС по критерию (14.10) для каждого момента времени t примут вид:

$$-\frac{Q_{\text{пр}}}{F_{\text{в}}} + \frac{d}{dt}(\xi_{\text{н.б}} + \xi_{\text{дер}} + \xi_{\text{вод}}) = 0, \qquad (14.19)$$

где $\xi_{\text{н.б}}$, $\xi_{\text{дер}}$, $\xi_{\text{вод}}$ определяются по формулам, приведенным в гл. 7. Появление дополнительных членов в (14.19) приведет к дополнительным потерям $\mathcal{Э}_{\text{в}} = \mathcal{Э}_{\text{гэс}}^{\text{под}}$ (т. е. $\Delta\mathcal{Э}_{\text{дер}}$ и $\Delta\mathcal{Э}_{\text{вод}}$) и, следовательно, к уменьшению скорости сработки водохранилища и ускорению его наполнения.

Для приплотинной ГЭС с длинными водоводами в уравнении (14.19) $\xi_{\text{дер}}$ отсутствует.

При учете холостых сбросов через русловые ГЭС изменится формула для расчета $Q_{\text{гэс}}$ и появятся дополнительные потери энергии за счет нижнего бьефа $\Delta\mathcal{Э}_{\text{н.б}}$. Для деривационных ГЭС с водосбросом в напорном бассейне появятся дополнительные потери энергии в деривации $\Delta\mathcal{Э}_{\text{дер}}$. Все это также замедлит скорость сработки водохранилища при заданных граничных условиях по верхнему бьефу и уменьшит $h^0_{\text{сраб}}$ при «незакрепленном» состоянии водохранилища в $t_{\text{к}}$.

Если учесть потери воды из водохранилища в виде зависимости $Q_{\text{пот}}(V_{\text{сраб}})$, то вместо (14.15) получим уравнение

$$-\frac{Q_{\text{пр}}(t)}{F_{\text{в}}(t)} - \frac{\partial Q_{\text{пот}}}{\partial V_{\text{сраб}}} + \frac{d\xi_{\text{н.б}}(t)}{dt} = 0, \qquad (14.20)$$

где $\xi_{\text{н.б}} = \xi_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}})$ и $Q_{\text{н.б}} = Q_{\text{пр}} + Q_{\text{в}} - Q_{\text{пот}}(V_{\text{сраб}}) = Q_{\text{гэс}}$.

Как правило, $Q_{\text{пот}}$ уменьшаются с увеличением $V_{\text{сраб}}$, т. е. новый член в уравнении (14.20) совпадает по знаку с производной $\xi_{\text{н.б}}$ по t. В этом случае учет потерь воды из водохранилища будет влиять на режим ГЭС в направлении, противоположном увеличению $Q_{\text{пр}}$ и $F_{\text{в}}$. Результатом этого может быть приближение оптимального режима к равномерной сработке водохранилища.

Если в расчеты ввести переменный КПД ГЭС как функцию от $H_{\text{гэс}}$, то это приведет к появлению в (14.15) дополнительных членов, которые будут учитывать вариации КПД при изменении как $z_{\text{н.б}}$, так и $z_{\text{в.б}}$. Характер влияния КПД ГЭС на режим электростанции будет определяться видом зависимости $\eta_{\text{гэс}}(H_{\text{гэс}})$. Если КПД ГЭС увеличивается с увеличением $H_{\text{гэс}}$, то влияние его на режим ГЭС аналогично по своему эффекту росту $Q_{\text{пр}}$. В противном случае учет КПД тождествен учету потерь расхода из водохранилища.

Если в энергосистеме m ГЭС, гидравлически не связанных друг с другом, то необходимо раздельное решение m-го уравнения Эйлера вида (14.15) для критерия максимума выработки всех ГЭС.

Значительно сложнее вести анализ эффективности режима m ГЭС на разных водотоках по критерию минимума расхода условного топлива, а также в случае каскадного регулирования водотоков. Для оценки правильности решения, полученного численными методами, можно воспользоваться методом приращений, т. е. рассмотреть режимы, бесконечно близкие к полученным на ЭВМ.

Часть 3

УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

ГЛАВА 15

ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМАХ

15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электроэнергетическая и водохозяйственная системы, в составе которых работают ГЭУ различного назначения, представляют собой *большие иерархические системы*. Поэтому управление ими строится на основе принципов, изложенных в гл. 6 данной книги. При этом нужно подчеркнуть то обстоятельство, что в настоящее время еще не все теоретические положения, изложенные в гл. 6, реализованы на практике. Однако сами эти положения сформулированы на основе системного анализа задач, стоящих перед практикой эксплуатации этих систем.

Необходимость использования аппарата теории больших иерархических систем диктуется необходимостью разработки и реализации крупномасштабных энергетических и водохозяйственных проектов. К ним прежде всего относится создание Единой энергетической и Единой водохозяйственной систем СССР (ЕЭС СССР, ЕВХС СССР). Развитие этих двух систем находится на разных уровнях: ЕЭС СССР существует и функционирует более 15 лет, ЕВХС СССР находится в стадии формирования. Однако уже сейчас ясно, что эти огромные по масштабам системы *обладают глобальными свойствами*, т. е. они способны оказывать на природную и производственную системы весьма ощутимое влияние. Именно этим обстоятельством обусловлено внимание к вопросам контроля и охраны природной среды, возникающим при реализации этих проектов. Влияние же энергетической и водохозяйственной систем на производственную систему определяет стратегию их опережающего развития по отношению к другим отраслям хозяйственной деятельности.

Гидроэнергетические установки как раз тот вид технических устройств, который в равной мере включается и в энергетическую, и в водохозяйственную системы. Поэтому рассмотрение вопросов использования ГЭУ вне их связи с обеими большими системами (ЭЭС и ВХС) не представляется возможным, это в свою очередь требует системного подхода к определению параметров и режимов ГЭУ на основе общетеоретических концепций больших иерархических систем.

Необходимость использования аппарата теории больших иерархических систем для управления ГЭУ в рассматриваемых системах обусловлено не только требованиями теоретической строгости. Опыт развития гидроэнергетики и водопользования также указывает на необходимость системного подхода к решению сугубо практических задач. Многие действующие в настоящее время правила и принципы построения энергетической и водохозяйственной систем лишь теперь получают свое теоретическое обоснование. Поэтому опыт, накопленный в процессе развития систем энергетики и водного хозяйства, должен накапливаться и осмысливаться, так как без этого невозможно правильно оценивать пути управляемого развития этих систем.

Однако накопленный опыт имеет как положительную, так и отрицательную сторону. Отрицательное его воздействие на развитие сказывается в виде формирования привычных общепринятых схем, трудно приспосабливаемых к деятельности живого организма производственной системы, которые со временем начинают быть тормозом ее развития. Поэтому любой опыт подлежит не просто осмыслению, а осмыслению критическому, требует соответствующего теоретического обобщения. Таким образом формируется неразрывная связь теории и практики, объективно существующая в среде объектов и энергетики, и водного хозяйства.

Опыт эксплуатации энергетических систем наглядно показывает продуктивность использования понятия иерархичности систем. Причина этого заключается в том, что данное понятие отражает объективно существующее свойство иерархичности построения энергосистем. Понятие иерархичности широко применяется при диспетчерском управлении энергосистемами. Так, диспетчерское управление осуществляется в принятой *организационной иерархии* территориального типа: ЕЭС СССР — объединенные энергосистемы — районные энергосистемы — электростанции, подстанции и электросетевые районы — агрегаты электростанций и аппаратура подстанций. Организационная иерархия позволяет реализовать принцип информационной разрешимости управления и создает условия для осуществления самостоятельных действий энергообъектов при достижении ими собственной цели, координированной с глобальной целью системы энергетики.

При оперативном управлении режимом ЭЭС, обеспечивающем соблюдение баланса генерации и потребления электрической мощности в каждый момент времени, существует *иерархия ситуационного типа*, устанавливающая соответствие между текущим состоянием объекта и алгоритмом управления им в различных ситуациях: в нормальном, утяжеленном, аварийном и послеаварийном режимах ЭЭС.

Обеспечение комфортных условий оперативного управления связано с так называемым *горизонтом предвидения*, который обеспечивается за счет прогноза конечного (на заданный

период времени) состояния энергосистемы и решения задач планирования оптимального перехода в него из текущего состояния энергосистемы. Поэтому в практике управления энергосистемами применяется временна́я иерархия, включающая такие уровни: перспективное (на 10 и более лет), долгосрочное или текущее (на месяц, квартал, год, ряд лет), краткосрочное (на сутки, неделю), оперативное (на час, несколько часов) планирование и оперативное управление (ведение режима в каждый момент времени).

С учетом главенствующей роли оперативного управления в организации деятельности энергосистем, задачи планирования приобретают особую важность. Они предназначены для обеспечения поступательного развития энергетической отрасли хозяйства, согласуют цели и ресурсы энергосистем на различных временны́х интервалах. При этом широко используется принятый в теории и практике социалистического планирования метод материальных балансов, в которых в последнее время значительное место занимает баланс информационных потоков. Таким образом, собственная цель планирования формулируется как *достижение баланса ресурсов и продуктов технологического процесса при соблюдении заданных показателей качества продукта.* При этом технологический процесс энергообъектов различных уровней организационной иерархии существенно различен и требует различных способов его описания (технологических моделей).

Распределение функций управления между решающими элементами разных организационных уровней на каждой ступени временной иерархии формируется моделью управления.

Взаимосвязь отраслевых подсистем производственной системы обеспечивается на уровне формирования их внешних целей, в результате чего достигается координация собственных целей каждого элемента производственной системы.

Особое значение целевая координация приобретает в системах, предрасположенных к дефициту ресурсов, в которых возникают конфликты, порожденные различием собственных целей систем. Такие взаимоотношения характерны для энергетической и водохозяйственной систем в условиях растущего дефицита водных ресурсов. Основным элементом, объединяющим в единый технологический процесс преобразования механической энергии воды в электрическую и наоборот, является ГЭУ различного назначения и типа. Поэтому именно в рамках этого класса энергетических установок приходится искать разрешение противоречий между ЭЭС и ВХС. Поэтому при выборе режима работы, например, ГЭС необходимо проводить соответствующее согласование с органами управления ВХС соответствующего уровня. И наоборот, при выборе режима водоподачи насосными станциями необходимо согласование с соответствующим органом управления энергосистемой, как поставщиком электроэнергии и водопользователем.

Следовательно, нахождение разумного компромисса, позволяющего максимально удовлетворить потребности энергетической и водохозяйственной систем, возможно лишь в том случае, когда в распоряжении лица, принимающего решения, будет необходимый объем знаний как о фактическом состоянии дел в рассматриваемых системах, так и о законах взаимодействия этих систем, объединенных соответствующей теорией.

Представление о теоретических основах построения систем управления уже дано ранее (см. гл. 6). Поэтому данная глава посвящена описанию энергетической и водохозяйственной систем, способов управления ими с позиций практики сегодняшнего дня и ее развития.

15.2. ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ

Единая энергосистема в настоящее время представляет собой весьма сложный объект управления. Сложность управления обусловлена такими особенностями электроэнергетики, как непрерывность производства электроэнергии, строгое соответствие генерации и потребления электроэнергии в каждый момент времени, масштабы территории, на которой размещены энергетические объекты и, что особенно важно, сложность основной задачи управления — достижения экономического оптимума для ЕЭС в целом с учетом требований надежности энергоснабжения и качества электроэнергии.

Параллельная работа энергосистем и энергообъединений осуществляется по связям сложной конфигурации. Наличие слабых связей между энергосистемами и сильных связей, работающих с ограниченными запасами динамической и статической устойчивости, обусловливает необходимость непрерывного контроля режимов работы межсистемных линий электропередачи, нагрузка которых может внезапно и быстро возрасти; своевременного выявления моментов отключения линий, сопровождающихся опасными набросами активной мощности и перегрузкой оставшегося в работе оборудования; выявления моментов нарушения устойчимости и характера возникшего при этом нарушении схемы.

В соответствии с принятой терминологией будем называть нормальным тот режим работы, при котором обеспечивается выполнение требований к надежности и качеству электроэнергии. Режим, в который энергосистема вынужденно перешла из нормального и существование которого должно быть ограничено, поскольку нарушена часть критериев надежности или качества электроэнергии (отклонение частоты от номинального значения, выход напряжения за допустимые пределы, перегрузка оборудования, снижение уровня надежности и др.), называется утяжеленным (ухудшенным). Этот режим обычно создает повышенную опасность аварийных нарушений, в ряде случаев предшествует аварийному.

Аварийный режим, подлежащий быстрейшей ликвидации, может возникнуть в результате перехода от утяжеленного режима (например, нарушение устойчивости при последовательном увели-

чении передаваемой мощности) или внезапно — при предшествующем нормальном режиме (например, короткое замыкание).

Послеаварийный режим, в который энергосистема переходит из аварийного (обычно в результате действия релейной защиты и автоматики), часто является утяжеленным и необходимо вмешательство персонала для восстановления длительно допустимого, т. е. нормального, режима. В некоторых случаях, например, при успешном автоматическом повторном включении, осуществляется непосредственный автоматический переход от аварийного режима к нормальному.

Основной задачей управления режимами энергосистем является удовлетворение потребности народного хозяйства и населения в электрической энергии и тепле при минимальных народнохозяйственных затратах. В общем случае эти затраты должны быть определены с учетом следующих составляющих: суммарного расхода трудовых и материальных (в первую очередь энергетических) ресурсов на производство заданного количества электроэнергии; ущерба от нарушения энергоснабжения потребителей и от низкого качества энергии; ущерба от повреждения или ускоренного износа энергетического оборудования, обусловленного отклонением параметров режима от допустимых значений. Поскольку в настоящее время отсутствует достаточно эффективная и простая методика оценки ущерба по указанным выше факторам, а для отдельных категорий потребителей ущербы принципиально не могут быть определены, задаче управления приходится придать более узкий смысл — удовлетворение потребности народного хозяйства и населения в электрической энергии и тепле при минимальных затратах на производство, передачу и распределение энергии и при соблюдении заданных ограничений по надежности и качеству энергии. Таким образом, в нормальном режиме работы энергосистемы должны быть обеспечены надежное электроснабжение потребителей, достаточно высокое качество электроэнергии и максимальная экономичность.

Наряду с этими основными требованиями к режиму работы энергосистемы могут предъявляться дополнительные требования; определяемые связями энергетики с другими отраслями народного хозяйства. Таковыми, в частности, могут быть: преимущественное сжигание некоторых видов топлива или, наоборот, максимальная экономия других видов топлива, изменение режима работы гидроэлектростанций для обеспечения нужд других водопользователей (сельское хозяйство, орошение, коммунальное хозяйство городов).

Режим работы отдельных элементов энергосистемы (линий, трансформаторов, генераторов) должен определяться требованиями к режиму всей энергосистемы. При этом пределы использования каждого элемента определяются действующими инструкциями по эксплуатации и оперативными инструкциями, в которых разумно должны сочетаться требования надежности работы элемента и возможности эффективного его использования, а также требования надежности работы энергосистемы в целом.

Режим работы энергосистемы, входящей в ОЭС, должен быть подчинен требованиям к режиму всей ОЭС, а режим работы ОЭС, входящей в ЕЭС СССР, — требованиям обеспечения оптимального режима единой энергосистемы в целом.

Оперативное управление режимами работы энергосистем (энергообъединений) организуется по иерархическому принципу и имеет следующие ступени (уровни) управления: центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР, 9 объединенных диспетчерских управлений, диспетчерские пункты 93 энергосистем, пункты управления электростанциями ипредприятиями (районов) электрических (тепловых) сетей. Функции управления распределены между диспетчерским персоналом разных уровней в соответствии с требованиями обеспечения оптимального управления энергосистемами в нормальных режимах и быстрейшей ликвидации аварийных ситуаций.

Основное оборудование энергосистем, а также средства управления (релейная защита, автоматика, связь) находятся в оперативном управлении или в оперативном ведении диспетчера того или другого уровня. В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативного персонала, такие операции производятся только по распоряжению диспетчера. В оперативном ведении диспетчера находится оборудование, состояние которого имеют значение для данного уровня управления, но не требуют координации действий подчиненного персонала.

Система диспетчерского управления осуществляет непрерывное оперативное управление режимами и тем самым обеспечивает: удовлетворение потребности в электрической энергии и тепле; покрытие экстремальных нагрузок; бесперебойность электроснабжения, надежность работы ЕЭС, объединенных энергосистем, энергосистем и их основных элементов; соблюдение установленных норм качества электроэнергии (частота в ЕЭС и уровни напряжения в основных сетях) и тепла; максимальную экономичность работы ЕЭС (объединенной энергосистемы) в целом при рациональном использовании энергоресурсов; скорейшее устранение нарушений параллельной работы ЕЭС.

Функция ЦДУ ЕЭС СССР, объединенных диспетчерских управлений и диспетчерских служб энергосистем не ограничивается оперативным управлением режимами. Диспетчерские управления и службы разрабатывают предложения и участвуют в решении вопросов развития энергосистем, осуществляют подготовку к объединению энергосистем и присоединению новых энергорайонов, вводу в эксплуатацию электростанций, линий электропередачи и других сетевых объектов. Диспетчерские управления и службы разрабатывают также задания на проектирование энергосистем и устройств автоматического управления нормальными режимами и противоаварийной автоматикой системного значения, руководят их испытаниями и внедрением в эксплуатацию, выполняют выбор уставок и анализ работы автоматических систем и устройств.

Диспетчерские подразделения участвуют в разработке проектов планов выработки, межсистемных перетоков электроэнергии, разрабатывают оперативные балансы электроэнергии и мощности, определяют допустимые значения ремонтной мощности по ОЭС и ЕЭС в целом, координируют годовые планы капитальных ремонтов основного оборудования электростанций и основных сетей, утверждают оперативные месячные планы ремонтов оборудования.

Применительно к различным условиям работы энергосистем (осенне-зимний максимум, период половодья и др.), а также в связи с вводом в эксплуатацию новых объектов диспетчерские управления и службы разрабатывают нормальные эксплуатационные схемы и режимы работы, утверждают графики напряжения в узлах (контрольных точках) основной сети, разрабатывают мероприятия эксплуатационного характера по повышению надежности и экономичности работы ЕЭС.

В целях обеспечения наиболее рационального использования энергоресурсов диспетчерские управления и службы участвуют в анализе топливной конъюнктуры и разработках планов использования различных видов топлива.

К важнейшим функциям диспетчерских управлений и служб относится разработка сезонных и годовых схем регулирования стока водохранилищами ГЭС. Правильное решение комплексной задачи регулирования речного стока возможно лишь при условии управления из одного центра, где сосредоточиваются сведения по водотоку, данные по энергетическому использованию гидроресурсов и работе гидроэлектростанций, а также требования всех водопользователей и водопотребителей. Таким центром для Волжско-Камского каскада является ЦДУ ЕЭС СССР, для других каскадов — территориальные ОДУ, для гидроэлектростанций малой мощности — диспетчерские службы энергосистем.

Значительное место в работе ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ ОЭС и диспетчерских служб энергосистем занимают получение и обработка информации о работе ЕЭС, энергообъединений и энергосистем. Кроме текущей информации, необходимой диспетчеру для оперативной работы, диспетчерские управления и службы получают большую ежедневную информацию о работе за прошедшие сутки (выработка электроэнергии, максимумы нагрузки, резервы мощности, межсистемные перетоки, уровни основных водохранилищ, положение с топливными ресурсами и т. д.), а также периодически дополнительную информацию, служащую для анализа работы энергосистем и использования основного оборудования, контроля выполнения планов и т. д. Большие возможности системы диспетчерского управления позволяют ЦДУ ЕЭС СССР и ОДУ ОЭС обеспечивать необходимую информацию не только для нужд оперативно-диспетчерского управления, но и в значительной мере для организационно-экономического управления.

Осуществляя непосредственное оперативное руководство работой энергосистем, диспетчерские управления и службы ежедневно рассматривают заявки и разрешают проведение ремонтных работ на объектах, находящихся в их управлении или ведении, и устанавливают необходимые изменения в основной схеме.

Дежурный диспетчер каждой ступени управления контролирует основную схему и режим работы энергосистемы соответствующего уровня и при необходимости изменяет их, обеспечивая надежность, экономичность работы и надлежащее качество электроэнергии. Диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР корректирует графики суммарной мощности ОЭС и регулирует межсистемные перетоки, руководит регулированием частоты, устанавливает порядок использования автоматических устройств регулирования параметров нормального режима, контролирует положение и настройку противоаварийной автоматики основных межсистемных связей, руководит производством операций с оборудованием, находящимся в его оперативном управлении, и ликвидацией аварий, нарушающих режим работы ЕЭС, контролирует работу подчиненного оперативного персонала и оказывает ему необходимую помощь. Соответствующие функции в пределах ОЭС и энергосистем осуществляют диспетчеры ОДУ и РЗУ.

15.3. УПРАВЛЕНИЕ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМОЙ

Гидроэнергетические установки полностью определяют гидравлический режим водотоков и водоемов, на которых они расположены, и воздействуют таким образом на деятельность других участников ВХС. При этом водные ресурсы могут рассматриваться с двух позиций.

С одной стороны, водные ресурсы являются носителем гидравлической энергии, преобразуемой гидроэнергетическими установками в электрическую энергию.

С другой стороны, перерегулирование стока и изменение гидравлических режимов под воздействием ГЭУ непосредственно отражаются на деятельности других участников ВХС, использующих воду в технологических циклах различной природы и соответственно предъявляющих свои требования к гидравлическим режимам.

Возникает задача выбора компромиссных вариантов деятельности всего водохозяйственного комплекса, которая включает и вопросы охраны природы. Регулирование водных режимов и распределение водных ресурсов между участниками ВХК осуществляется, как отмечалось, в рамках водохозяйственной системы (рис. 15.1). Основным признаком ее формирования является не конечный вырабатываемый продукт, как в случае электроэнергетической системы, а главный лимитирующий ресурс — водный.

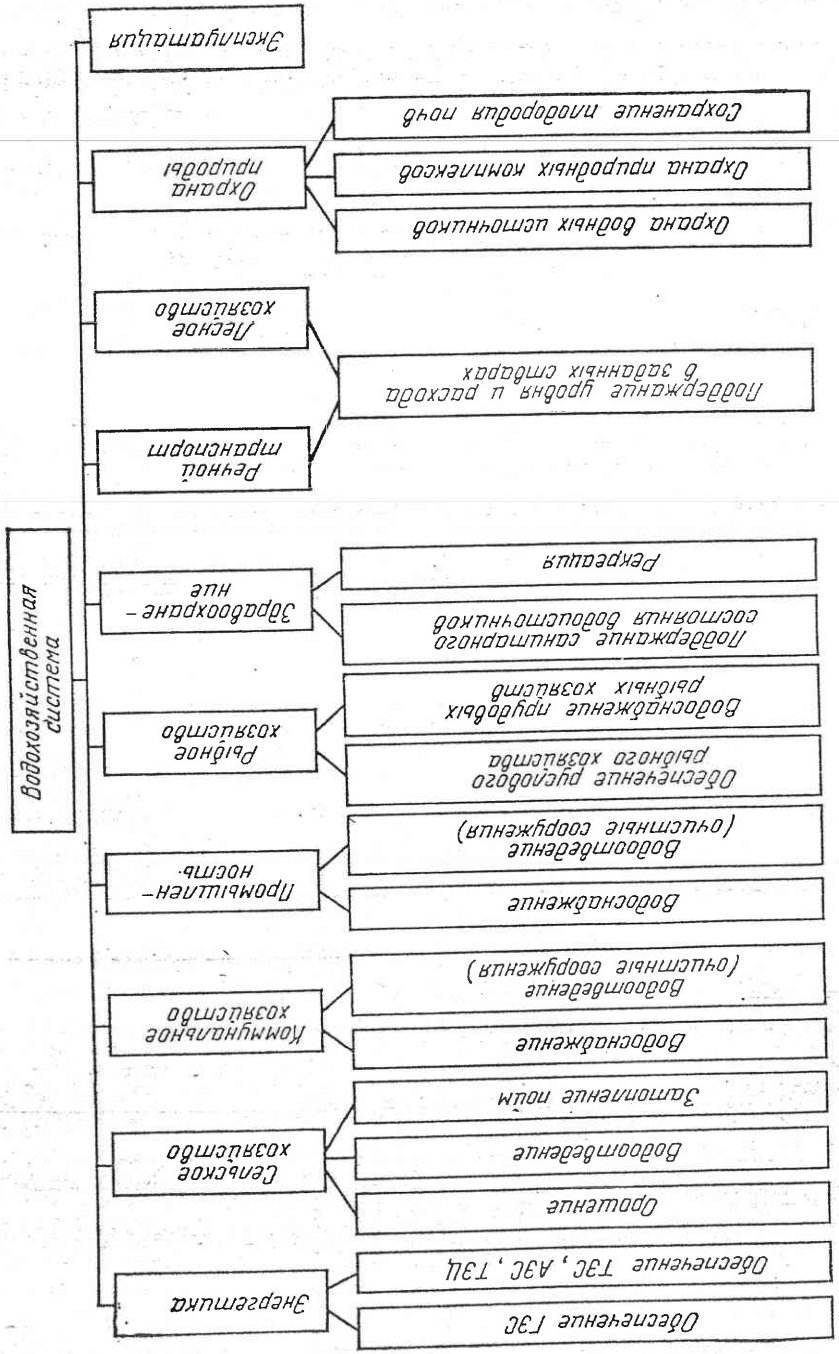


Рис. 15.1. Основные функции управления ВХС

Основными участниками ВХС могут в общем случае являться предприятия различных отраслей народного хозяйства, имеющие свои специфические характеристики использования водных ресурсов:

энергетика (ГЭС — рабочее тело; ТЭС, АЭС, ТЭЦ — рабочее тело, хладагент);

сельское хозяйство (орошение сельхозугодий);

речной транспорт;

лесная промышленность (лесосплав);

промышленность;

коммунально-бытовое хозяйство;

рыбное хозяйство;

здравоохранение (рекреационная деятельность).

При избытке водных ресурсов реализация режимов, удовлетворяющих участников ВХС, использующих воду в своих технологических циклах, является несложной задачей, особенно в технически совершенных гидроэнергетических системах, располагающих шлюзами, рыбопропускными сооружениями и т. п. При этом режим работы гидроэнергетических установок может определяться условиями их функционирования в составе энергетической системы.

В том случае, когда наблюдается дефицит водных ресурсов требования предприятий различной отраслевой принадлежности к гидравлическим режимам зачастую вступают в противоречие. Тогда режимы гидроэнергетических установок определяются условиями функционирования всей водохозяйственной системы.

В этих условиях советское законодательство предусматривает необходимость комплексного использования водных ресурсов, иными словами, режимы работы гидроэнергетических установок назначаются исходя из задачи поиска компромисса между требованиями предприятий — участников ВХС. Основами водного законодательства СССР и союзных республик установлен бассейновый принцип управления водным хозяйством. В условиях практического отсутствия гидравлической связи между реками бассейн реки является наиболее крупной водохозяйственной единицей, планирование мероприятий по которой позволяет достаточно полно учитывать вопросы комплексного использования водных ресурсов как в оперативном, так и в долгосрочном плане.

Основным структурным элементом управления является водохозяйственный комплекс (ВХК) бассейна реки, обеспечивающий совместное использование водных ресурсов предприятиями различной отраслевой принадлежности. *Водохозяйственный комплекс бассейна реки представляет собой совокупность размещенных на территории бассейна объектов формирования, транспортировки и регулирования стока, объектов водопотребления и использования стока, системы управления.* Целью управления водохозяйственным комплексом бассейна реки является обеспечение рационального распределения водных ресурсов в соответствии с требованиями всех водопотребителей и водопользователей с учетом требуемого

качества воды в интересах получения максимального народнохозяйственного эффекта.

Особенностями ВХК бассейна реки как объекта управления являются:

большие объемы разнородной информации, характеризующей состояние ВХК;

пространственная рассредоточенность источников информации и регулирующих сооружений;

возможная противоречивость требований участников ВХК к водному режиму;

сложность математического описания объекта и алгоритмов управления.

В свою очередь в управлении использованием и охраной водных ресурсов необходимо отметить:

тесную взаимосвязь проводимых водохозяйственных мероприятий с окружающей средой и, как следствие этого, существенное влияние природных факторов на характер использования водных ресурсов;

многоотраслевой характер водопотребления;

неравномерность территориального распределения стока;

стохастический характер изменчивости притока и в значительной степени водопотребления во времени.

Разработка правил эксплуатации комплексных водохозяйственных систем ведется с учетом требований рационального использования воды для нужд населения и народного хозяйства, охраны ее от загрязнения, засорения и истощения, а также с учетом предупреждения и ликвидации вредного воздействия воды, улучшения состояния водных объектов.

Сформулированная таким образом цель не позволяет однозначно формализовать критерий управления водохозяйственной системой и допускает различные постановки задач в соответствии с конкретными условиями функционирования водохозяйственной системы, наличием исходной информации, требуемой для решения той или иной задачи, взглядом ЛПР на проблему управления водными ресурсами.

15.4. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГЭУ С ДРУГИМИ ОТРАСЛЕВЫМИ И МЕЖОТРАСЛЕВЫМИ СИСТЕМАМИ УПРАВЛЕНИЯ

Координация функционирования гидроэнергетических установок в рамках водохозяйственной системы с другими участниками ВХС осуществляется на всех этапах — от перспективного планирования до оперативного управления.

Каждая из задач требует нахождения оптимального режима работы относительно заданного критерия. Важность оптимизации режима определяется большими капиталовложениями в сооружение ГЭУ и других предприятий — водопотребителей, а также существенным ущербом народному хозяйству при нарушении правил эксплуатации.

Перспективное планирование. По существу на этом этапе решается задача развития и размещения производства различных отраслей народного хозяйства в условиях ограничений на ресурсы. Такими ресурсами могут быть:

водные;

энергетические;

трудовые;

строительная техника;

ресурсы строительного производства и др.

Целью развития производства является получение тех или иных видов продукции отраслей народного хозяйства требуемой номенклатуры, объема и качества. При этом должны быть учтены вопросы относительного размещения источников сырья для производства и объектов потребления результатов производства с учетом стоимости их транспортировки.

В условиях развитого социалистического производства, когда получение тех или иных видов продукции, в первую очередь промышленной, может быть осуществлено в различных регионах страны или в других странах, решение этих задач осуществляется Госпланом СССР.

В качестве критерия рассматривается минимизация капитальных вложений или производственных издержек при заданном объеме производства в заданные моменты времени:

$$З^{(1)} = \sum_{t=1}^{T}\left(\lambda_{kt}K_t + И_t + \sum_{j=1}^{J}\lambda_{jt}P_{jt}\right); \qquad (15.1)$$

$$\overline{З}_{\nu}^{(2)} = И_{\nu} + E_{н}K_{\nu},\ P_{j\nu} = \text{const}; \qquad (15.2)$$

$$\overline{З}^{(3)} = \sum_{t=1}^{T}(E_{н}K_t + \Delta И_t)(1+E_{н})^{(T-t)}; \qquad (15.3)$$

$$\overline{З}^{(4)} = E_{н}\sum_{t=1}^{T}(K_t + И_t)(1+E_{н})^{(T-t)} + И_{н.э}. \qquad (15.4)$$

Здесь $З^{(1)}$ — общие затраты; $\overline{З}_{\nu}^{(2)}$ — приведенные затраты для ν-го варианта; K_t, $И_t$ — капитальные вложения и производственные издержки в системе в t-м году (исчисляемые по себестоимости); λ_{kt}, λ_{jt} — неопределенные множители Лагранжа, характеризующие эффективность капитальных вложений j-го ресурса в t-м году; P_{jt} — объем j-го продукта (в натуральных единицах), используемого в t-м году для строительства и эксплуатации системы; $И_{н.э}$ — ежегодные издержки при нормальной эксплуатации; T, J — общее число лет расчетного периода и общее число используемых продуктов и ресурсов; $И_{\nu}$ — ежегодные издержки в ν-м варианте эксплуатации; $E_{н}$ — нормативное значение коэффициента эффективности капитальных вложений; K_{ν} — единовременные капитальные вложения (при сроках строительства свыше 1 года они приводятся по формуле сложных процентов к последнему году строи-

тельства); P_{jv} — объем j-х видов продукции в v-м варианте; $\overline{З}^{(3)}$ — расчетные затраты, приведенные к T-му году, одинаковые для всех сравниваемых вариантов; $\Delta И_t$ — увеличение ежегодных издержек в t-м году по сравнению с предыдущим годом; $\overline{З}^{(4)}$ — расчетные затраты на год нормальной эксплуатации.

Анализ структуры формул (15.1) и (15.4) показывает, что параметры, связанные с водным хозяйством, могут явиться далеко не определяющими. В связи с этим задачу перспективного планирования следует признать компетенцией неводохозяйственных органов. Задачей водного хозяйства следует считать на этом этапе определение степени влияния на конечный эффект возможных ограничений по водным ресурсам при различных параметрах гидротехнических сооружений и стратегии их использования.

Долгосрочное планирование. Вопросы составления планов использования водных ресурсов по основным бассейнам поверхностных и подземных вод является целиком компетенцией Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР и, следовательно, его служб, таких как АСУ бассейна реки. Ему же поручено осуществление контроля диспетчерского регулирования использования вод, а также утверждение правил комплексного использования водохранилищ.

В связи с этим глобальной целью при осуществлении долгосрочного планирования можно считать обеспечение рационального распределения водных ресурсов между участниками ВХК с учетом требуемого качества воды в интересах получения максимального народнохозяйственного эффекта. Существует несколько подходов к формализации этой цели:

построение экономических критериев;

построение системы разноотраслевых критериев, не приводимых к одному критерию;

построение физических критериев.

Выбор того или иного критерия или даже типа определяется многими факторами, например такими:

числом участников ВХК различных отраслей или назначением ВХК (энергетика, орошение, водоснабжение и т. д.);

напряженностью водохозяйственного баланса ВХК;

хозяйственной направленностью ВХК или приоритетностью участников ВХК и т. п.

Наиболее разработанными являются критерии для водохозяйственных комплексов гидроэнергетического типа. Распространены критерии максимума выработки ГЭС и минимума топливных затрат при заданной выработке электроэнергии системой за период планирования.

В условиях глубокого дефицита водных ресурсов и поэтому неполного удовлетворения требований электропотребителей в функционал может быть добавлен член, определяющий ущербы или дополнительные затраты на компенсационные мероприятия.

Желание учесть стохастический характер стока, а в некоторых

случаях и потребления приводит к формированию статистических критериев, имеющих, как правило, смысл математического ожидания некоторой оптимизируемой величины, например минимума суммарных приведенных издержек в энергосистеме.

Большой объем исследований посвящен вопросам оптимизации водораспределения в орошении:

минимум расчетных затрат на получение заданного объема сельхозпродукции;

максимум прибыли при реализации сельхозпродукции водопотребителями;

максимум чистого дохода в сельхозпроизводстве;

минимум ущерба в сельхозпроизводстве при неудовлетворении его потребностей в водных ресурсах;

минимум приведенных затрат в сельхозпроизводстве региона при дефиците водных ресурсов.

Существуют и другие подходы к формированию критерия планирования распределения водных ресурсов на орошение, по-разному трактующие задачи организации сельхозпроизводства, служб управления водными ресурсами, региональные задачи и т. п.

Критерии рыбного хозяйства не столь разнообразны. Наиболее распространенным является критерий максимума вылова рыб промысловых пород или доход от его реализации за период, составляющий 3—5 лет. Это связано с воспроизводством рыбной молоди.

Должен рассматриваться как летний, так и зимний период, так как сработка водохранилищ — уменьшение отдачи в нижний бьеф гидросооружений — может также привести к гибели поголовья рыбы в зимний период. Может быть использован критерий минимума ущерба в рыбном хозяйстве при изменении гидротехнических режимов работы водохозяйственной системы и недодаче водных ресурсов прудовому хозяйству.

Критерии речного транспорта обычно связываются с ущербами, определяемыми уровнями сработки водохранилищ и уровнями воды в русле ниже минимально допустимых уровней в период навигации.

Критерии лесосплава аналогичны критериям речного транспорта и формулируются как минимум ущерба в лесном хозяйстве при снижении уровней в критических створах рек, на которых осуществляется лесосплав.

Критерии промышленного производства в значительной степени аналогичны критериям в орошении. Однако следует отметить, что в практике управления водным хозяйством ограничения промышленных предприятий в водных ресурсах осуществляются на уровне экспертных оценок, так как снижение производства тех или иных видов продукции в стоимостной оценке может привести к незначительным ущербам. В то же время невыполнение плана и, как следствие, поставок другим предприятиям может привести к значительным трудностям в оценке последствий на региональном уровне.

Аналогичный подход в настоящее время осуществляется и к проблеме удовлетворения нужд коммунального хозяйства, санитарных, экологических и рекреационных требований.

При этом особенно важным является вопрос выполнения требований к качеству водных ресурсов. Выполнение этой группы требований в настоящее время не определяется какими-либо числовыми показателями. Формирование качественных критериев находится на начальном этапе и представляет собой область последующих исследований.

Все вышеперечисленные критерии могут быть использованы с полным правом лишь в тех случаях, когда водохозяйственный комплекс имеет ярко выраженный одноотраслевой характер и требования потребителей других отраслей либо могут быть без заметного ущерба удовлетворены, либо могут не приниматься во внимание.

Однако абсолютное большинство водохозяйственных комплексов, в первую очередь крупных, имеют ярко выраженный многоотраслевой характер и использование водных ресурсов является комплексным.

В этом случае используются два подхода к формированию критериев.

Первый подход характеризуется формированием комплексного экономического критерия в форме взвешенной суммы рассмотренных критериев

$$Q_\Sigma = \sum_{\nu=1}^{N} \lambda_\nu Q_\nu \Rightarrow \text{extr}.$$

Однако все большее число исследователей сходится во мнении, что использование такого критерия правомерно в очень ограниченном числе случаев в связи с отсутствием методов определения множителей λ_ν, а также неэквивалентностью продукции различных отраслей и неправомерностью ее сравнения в общем случае через стоимость или цену какого-либо вида.

Второй подход связан с формированием системы отраслевых критериев для решения многокритериальной задачи оптимизации распределения водных ресурсов. Примером такой системы критериев может служить принятая при разработке АСУБ р. Днепра и включающая:

гидроэнергетический критерий — максимум выработки электроэнергии;

оросительный критерий — минимум ущербов в орошении при снижении водоотдачи ниже требуемой;

рыбохозяйственный критерий — максимум улова рыбы за период T лет;

транспортный критерий — минимум ущербов в речном транспорте при сработке уровня Кременчугского водохранилища ниже навигационного.

Решение многокритериальных задач представляет известную трудность в связи с отсутствием общего формального метода. Представляется возможным строгое определение лишь некоторой области нехудших решений — области Парето, внутри которой изменение переменных, приводящих к требуемому увеличению одного из критериев, неизбежно ведет к нежелательному снижению другого. В связи с этим внутри области, называемой иногда областью компромиссов, оптимальное решение принимается экспертом или группой экспертов, представляющих интересы различных отраслей — водопользователей. При этом представляется возможным в каждом конкретном случае вычислить значения критериев всех участников ВХК, иными словами, их доходы и ущербы при реализации тех или иных режимов водохозяйственного комплекса.

Неоднозначность решения многокритериальной задачи порождает иной подход к процессу оптимизации, связанной с формированием некоторых физических интуитивных критериев, обеспечивающих в конечном итоге возможность расширения диапазона регулирования. Наиболее широко распространенными критериями являются следующие:

максимум накопления водных ресурсов каскадом водохранилищ в период половодий и паводков, причем объем их в каждом из водохранилищ назначается в соответствии с его значимостью и определяется весовым коэффициентом λ_j;

минимум холостых сбросов в каскаде водохранилищ — критерий, связанный с оптимизацией работы каскада ГЭС и обеспечивающий накопление воды в водохранилищах;

минимум отклонений параметров режима работы ВХК от определяемого требования участников ВХК.

Последний критерий наиболее соответствует общей задаче управления водными ресурсами, решаемой Министерством мелиорации и водного хозяйства СССР. Однако получение функций важности участников λ_j является трудноразрешимой задачей, зависящей от взгляда на проблему лица, принимающего решение, а следовательно, допускающей известный произвол.

Анализ рассмотренных критериев показывает, что в настоящее время отсутствует универсальный критерий, позволяющий сформулировать и формализовать задачу планирования и управления при комплексном использовании водных ресурсов.

Видимо, при решении этой задачи следует рассматривать несколько критериев, обеспечивающих всесторонность анализа и характерных для конкретного ВХК, и выбор окончательного управленческого решения возложить на лицо, несущее ответственность за его последствия.

Оперативное планирование. Спецификой оперативного планирования использования водных ресурсов по отношению к долгосрочному планированию является малая длительность планирования и повышение требований к его точности. Эти обстоятельства порождают два существенных момента: во-первых, необходимость учета динамики движения волн попусков и паводков по

руслу и, во-вторых, учет уточненного гидрологического и синоптического прогноза, определяющего, с одной стороны, уточненный приток в зону регулирования, с другой стороны, потребность в водных ресурсах участников ВХК.

Важность этапа оперативного планирования определяется также необходимостью планирования противопаводковых мероприятий в период половодий и паводков. Неправильная стратегия, принятая на этом этапе, может привести либо к нежелательным затоплениям пойм рек при угрозе переполнения водохранилищ, либо, наоборот, к недостаточному наполнению водохранилищ при повышенных отдачах в нижний бьеф.

Учитывая важность периода половодья для определения режима работы ВХК в течение всего года, а при наличии водохранилищ многолетнего регулирования и на более длительный период, в задачах оперативного планирования можно использовать различные критерии, как детерминированные, так и статистические, например:

максимум накопления водных ресурсов каскадом водохранилищ в половодье или паводок; минимум холостых сбросов в каскаде; минимум ущерба при прохождении катастрофических половодий и паводков.

В условиях межени могут быть использованы критерии, характерные для этапа долгосрочного планирования.

Управление водными ресурсами. Рассматривая управление как реализацию оперативных планов, задачу этапа можно сформулировать следующим образом: *минимизировать отклонение гидравлических режимов от режимов, заданных оперативным планом.* Критерии, отражающие эту постановку, могут быть следующими:

минимум интеграла модуля отклонения от плановых режимов за период регулирования

$$D = \int_{t_0}^{(t_0+T)} \sum_{k=1}^{k} \lambda_k(t) \mid \overline{X}_k^*(t) - \overline{X}_k(t) \mid dt \Rightarrow \min,$$

где $\overline{X}_k$ — вектор гидравлических параметров, по которым ведется регулирование; $\overline{X}_k^*$ — вектор определенных планом гидравлических параметров, по которым ведется регулирование; λ_k — вектор весовых коэффициентов, определяющий значимость параметров. Из-за сложности вычисления модуля разности $|\overline{X}_k(t) - \overline{X}^*_k(t)|$ часто используют в качестве подынтегрального выражения квадрат разности $(\overline{X}_k(t) - \overline{X}_k^*(t))^2$. При этом больший вес придается большим отклонениям;

минимум интеграла квадрата отклонения гидравлических режимов от плановых за период регулирования.

При стохастической постановке задачи регулирования может быть использован критерий максимума вероятности невыхода ошибки регулирования из заданных пределов

$$p(C^{\text{мин}} \leqslant |\overline{X}_k(t) - \overline{X}_k^*(t)| \leqslant C^{\text{макс}}) \Rightarrow \max.$$

При достаточной точности регулирования может быть поставлена задача сокращения числа изменений гидравлических режимов при заданном предельном отклонении гидравлических режимов от плановых за период регулирования.

Могут быть использованы и другие критерии, отражающие специфику задачи планирования и управления конкретным ВХК. При этом очень важным является вопрос об организационной, ведомственной направленности ставящейся задачи регулирования, определяющей как форму критерия, так и систему ограничений.

ГЛАВА 16

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ КАК ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

16.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Представление объекта управления для оценки его возможностей и особенностей с позиции построения системы, управляющей им, по сути своей является составлением описания его конструкции, технологической линии (последовательности фаз технологического процесса), ситуаций функционирования и особенностей технических решений его элементов. Такая позиция существует со времени проектирования первых систем управления. Действительно, от правильности описания объекта непосредственным образом зависит эффективность или просто правильность работы СУ. При этом описание объекта должно содержать не только его внутренние характеристики, но и его взаимосвязь с частью производственной системы, которой он принадлежит. Это значит, что при описании объекта должны быть отражены как связи между его отдельными элементами и с внешней средой, так и полнота внутренних свойств управления. Такое требование к описанию есть элемент системного подхода — системный анализ.

Обеспечение полноты и правильности использования выводов системного анализа возможно в том случае, когда он базируется на общей теоретической концепции. Такая концепция сформирована в гл. 6 и включает в себя необходимые понятия и определения, которыми мы и будем пользоваться в дальнейшем.

Тогда задача описания объекта управления более конкретно формулируется следующим образом: *составить иерархическую систему моделей, обладающую реальными системными свойствами объекта, с целью оптимального управления его функционированием.*

Описание объекта как системы требует выполнения условия диалектического единства понятий целостности и иерархичности. Это значит, что целостное представление объекта, относящегося к классу больших производственных систем, возможно лишь путем разбивки его на взаимосвязанные элементы,

организованные по иерархическому принципу. Единое описание существует только для таких объектов, объединение свойств которых составляет свойство системы, что противоречит определению большой системы.

Для описания объекта управления необходимо составить систему базовых свойств, на основе которых будет производиться классификация элементов системы. При этом, естественно, надлежит классифицировать «угол зрения», под которым моделируется система, что позволит сформировать систему моделей, имеющих свой язык описания, свои взаимосвязи и т. д. В качестве принципа моделирования примем классификацию процессов, изображенных на рис. 6.1. Тогда нужно говорить о целевой модели системы, информационной модели, структурной модели, модели управления, технологической модели и модели принятия решений.

Целевая модель гидроэнергетического объекта или его целевая система (см. § 6.2) рассматривается как совокупность внешних и собственных целей его функционирования. Внешние цели порождаются внешней по отношению к объекту системой. Формирование внешней цели непосредственно связано со структурой внешней системы и отношениями между ее элементами. Следовательно, внешняя цель может быть сформулирована лишь после конкретизации структуры внешней системы с учетом ее возможных внешних целей и согласования их с имеющимися ресурсами системы. Для ГЭУ, включенной в ЭЭС и ВХС, внешняя цель формируется лишь после конкретизации отношения (включения или доминирования) этих внешних систем. Это значит, что внешняя цель ГЭУ формируется на основе собственной цели ВХС, если ВХС доминирует над ЭЭС, и наоборот. В случае отсутствия целевого или ресурсного конфликта между ЭЭС и ВХС (например, при избыточности водных ресурсов) цели этих систем находятся в отношении включения, что существенно упрощает задачу координации их функционирования.

Собственная цель ГЭУ формируется на основе внешней цели и конкретных условий обеспечения выживания объекта, которые представляют собой структурный инвариант системы целей. Это значит в структуре собственной цели ГЭУ обязательно отражены: сохранение сооружений и оборудования, безопасность их эксплуатации и комфортные условия труда людей.

Информационная модель ГЭУ предполагает выявление доступной информации о количестве и качестве составляющих ТП и СУ, способ получения информации и взаимосвязи отдельных элементов ТП и СУ.

Структурная модель определяет конструктивно-технологические свойства ТП и СУ. Она включает в себя описание состава элементов ТП и СУ, а также определение существующих между ними отношений, на основе которых организована взаимосвязь элементов.

Для уточнения структурной модели необходимо построение процессуальной модели — описания процесса функционирования объекта. При этом может быть выяснено несоответствие между условиями работы и конструкцией объекта. Согласование этих характеристик (или указание на их несовместимость) достигается при построении технологической модели ГЭУ, объединяющей структурную и процессуальную модели ТП и СУ в модель объекта.

9—19

Технологическая модель, таким образом, строится на основе статического и динамического описания объекта, причем основу и специфику модели составляет описание пассивной системы ГЭУ.

Модели управления и принятия решений строятся только для активных систем.

Структура пассивной системы ГЭУ достаточно хорошо известна, а ее элементы подробно классифицированы. Структура ГЭУ включает в себя создающие гидростатический напор сооружения, аккумулирующие гидроэнергетический ресурс емкости, водопроводящие сооружения, энергетическое, электротехническое и механическое оборудование, сооружения для его размещения и др. С точки зрения эксплуатации ГЭУ наиболее существенным являются гидротехнические сооружения и энергетическое оборудование, более подробному рассмотрению которых и посвящены следующие параграфы данной главы.

Здесь необходимо оговорить следующее. В связи со спецификой различных гидроэнергетических объектов и входящих в них ГЭУ общее их описание весьма затруднительно. Это связано с существенными различиями ТП таких ГЭУ, как, например, ГЭС и насосные станции. Различие ТП, естественно, требует построения различных технологических моделей, хотя методика их построения и является общей. В связи со сказанным ограничимся описанием наиболее распространенных ГЭУ, основанных на технологическом процессе преобразования энергии, характерном для ГЭС.

16.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГЭС

Основное гидроэнергетическое оборудование ГЭС компонуется в виде гидроагрегата вертикального, горизонтального или иного типа. Часто под гидроагрегатом понимают механическую систему, состоящую из генератора и турбины с соединяющим их валом, а остальные его элементы относят к вспомогательному оборудованию. С точки зрения указанных элементов в процессе эксплуатации нужно разделить силовую систему и систему жизнеобеспечения, которые в совокупности образуют систему гидроагрегат.

На основании сказанного и с учетом того факта, что конструкция различных типов гидроагрегатов известна, рассмотрим принципиальную функциональную схему агрегата. Это значит, что агрегат будет представлен своими функциональными элементами, объединенными в систему вне связи с конкретными техническими и конструктивными решениями.

Представим гидроагрегат в виде некоторой механической системы, имеющей подвижные (вращающиеся) и неподвижные части. Современные технические решения механических систем, имеющих вращающиеся части, предусматривают смазку направляющих и опорных подшипников (подпятника), которая может быть масляной, водяной или иной, обеспечивающей жидкостное трение между подвижными (вращающимися) и неподвижными частями системы.

Смазка осуществляется посредством специальных систем агрегатного масло- и водоснабжения, которые схематически представлены на рис. 16.1. Для обеспечения необходимых условий работы подпятник и подшипники погружены в специальные ванны, заполненные смазочным материалом. Для первичного заполнения и восстановления эксплуатационных потерь смазочного материала к ваннам подключены соответствующие магистральные масло- и водопроводы с регулируемыми задвижками. Долив требуется в том случае, когда уровень смазки в ваннах становится меньше допустимого, и осуществляется он после остановки агрегата.

В режиме нормальной эксплуатации применяется охлаждение масла в смонтированных в ваннах теплообменниках, в которые подается холодная техническая вода.

В ряде случаев для облегчения работы подпятника в переходных режимах применяется специальная система принудительной смазки подпятника (ПСП). В этом случае к сегментам подпятника подводятся напорные маслопроводы, в которых насосами создается избыточное давление.

Снабжение агрегата технической водой, предназначенной для охлаждения масла и смазки турбинного подшипника, осуществляется специальной системой водоснабжения с водозабором из нижнего или верхнего бьефа и сливом отработанной воды в спиральную камеру. В современных мощных агрегатах вода находит еще один вид использования: она является рабочим телом форсированной системы охлаждения обмотки статора генератора. Правда, через соответствующий канал обмотки пропускается не техническая, а дистиллированная вода. Техническая вода в этом случае применяется для охлаждения дистиллята. Кроме того, техническая вода используется в системе пожаротушения генератора.

Для создания высокого давления масла в системе регулирования частоты вращения турбины, торможения агрегата, а также подключения местного пневматического инструмента применяется система воздухоснабжения агрегата. Воздух высокого давления, которое создается пневмокомпрессорами, подается в котел маслонапорной установки, за счет чего обеспечивается требуемое давление масла в системе регулирования.

Воздух низкого давления подается в систему торможения агрегата. Надобность такой специализированной системы

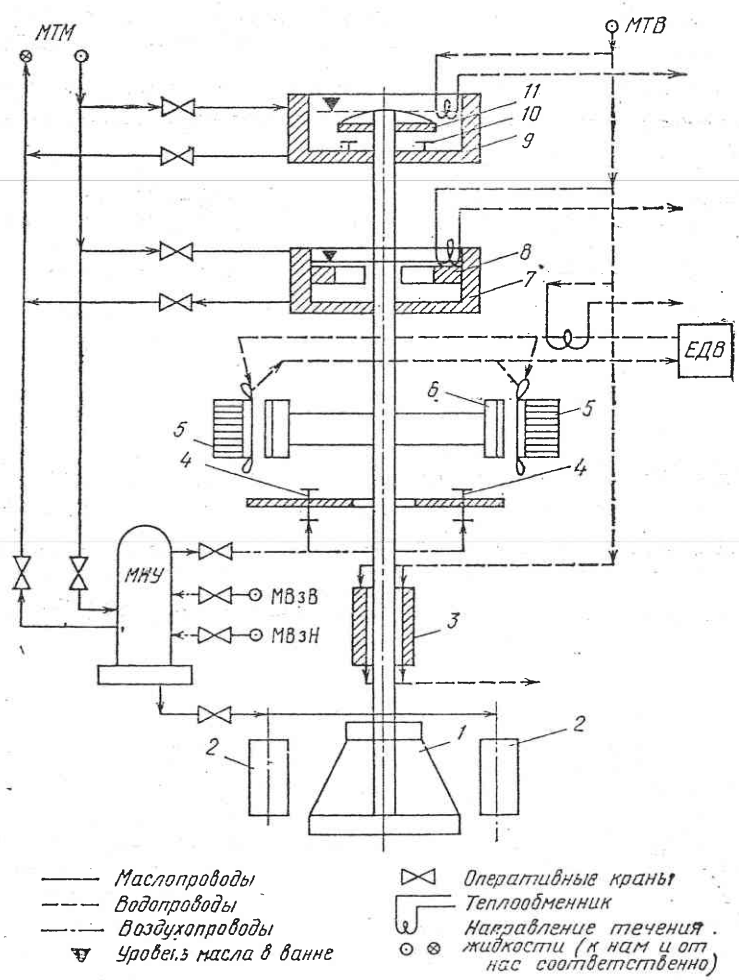


Рис. 16.1. Структура гидроагрегата (силовая и жизнеобеспечивающая системы):

1 — рабочее колесо турбины; *2* — лопатки направляющего аппарата; *3* — турбинный подшипник; *4* — тормоза-домкраты; *5* — статор генератора; *6* — ротор генератора; *7, 9* — ванны генераторного подшипника и подпятника; *8* — генераторный подшипник; *10* — сегменты подпятника; *11* — зеркало подпятника; *МТМ* — магистрали турбинного масла; *МТВ* — магистраль технической воды; *ЕДВ* — емкость дистиллированной воды; *МНУ* — маслонапорная установка; *МВзВ* — магистраль воздуха высокого давления; *МВзН* — магистраль воздуха низкого давления

определяется условиями смазки агрегатного подпятника при вращении агрегата на малых оборотах. Время самоторможения агрегата с различными типами рабочего колеса, находящегося под водой (подтопленного), составляет не более 10—12 мин, а агрегата с неподтопленным рабочим колесом — до 40 мин и более. При этом агрегат большую часть времени вращается со скоростью, составляющей менее 30 % номинальной (рис. 16.2). Использова-

ние системы принудительного торможения агрегата обеспечивает его полную остановку за 2—4 мин или менее чем за 1 мин с момента достижения им скорости, меньшей 30 % номинальной.

Тормозная система используется и как система малого подъема ротора генератора. В этом случае в тормозное устройство вместо воздуха подается под давлением масло, что позволяет использовать тормоза как гидравлический домкрат.

Технический воздух низкого давления используется также для отжатия воды из отсасывающей трубы при переводе агрегата в режим синхронного компенсатора.

Основными состояниями гидроагрегата следует считать: состояние покоя (остановки), несения активной нагрузки (генераторный режим), несения реактивной нагрузки (компенсаторный режим). При этом возможны следующие процессы изменения состояния агрегата: нормальный пуск, нормальная остановка, аварийная остановка, набор и сброс нагрузки.

Нормальный пуск гидроагрегата из состояния остановки протекает следующим образом. Проверяется состояние элементов системы жизнеобеспечения агрегата и значения контролируемых параметров. Подготавливаются цепи системы возбуждения и синхронизации генератора. При наличии системы ПСП включаются ее насосы. Открываются задвижки системы охлаждения обмотки статора генератора. Запускается таймер (счетчик времени) пуска, который контролирует полное время пуска агрегата (около 2 мин) и в случае превышения его сигнализирует о незавершенности операции. После достижения в системе ПСП рабочего давления направляющий аппарат открывается на 30—35 % полного открытия. В этой операции участвует механизм ограничения открытия, который входит в систему регулирования турбины. При достижении агрегатом частоты вращения около 80 % номинальной (синхронной) направляющий аппарат закрывается до положения, соответствующего холостому ходу агрегата. После достижения агрегатом частоты вращения около 95 % номинальной включается возбуждение генератора. При появлении напряжения статора включается система циркуляции охлаждающей воды обмотки статора. В момент, когда агрегат вращается с подсинхронной частотой, начинается процесс синхронизации, который предусматривает выравнивание напряжения, частоты и совпадение фаз генератора и электрической системы, к которой агрегат подключается на параллельную работу. В момент совпадения этих параметров агрегат включается в сеть с помощью соответствующего выключателя. Отключаются схема и все обеспечивающие системы пуска. Агрегат находится в состоянии несения активной нагрузки.

Процесс пуска агрегата для работы в компенсаторном режиме вместо манипуляции направляющим аппаратом включает в себя отжатие воды из отсасывающей трубы.

Нормальная остановка агрегата включает в себя следующие операции. Включаются насосы ПСП, запускается таймер останова. После достижения рабочего давления в системе ПСП

Рис. 16.2. Временная диаграмма остановки агрегата с неподтопленным рабочим колесом турбины (*1*) и с подтопленным рабочим колесом ПЛ (*2*) и РО (*3*) турбин:
——— — самоторможение; — — — — принудительное торможение

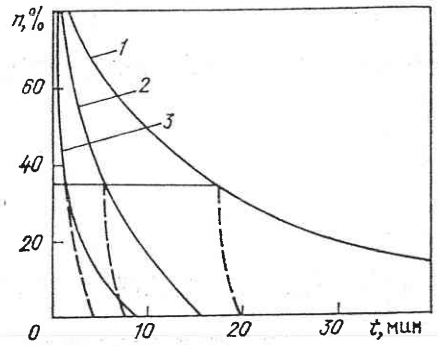
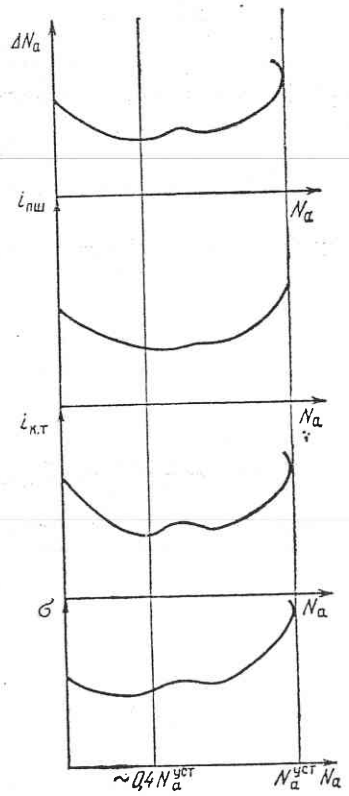


Рис. 16.3. Характеристики потерь мощности ΔN_a (N_a), вибрации генераторного подшипника $i_{пш}$, вибрации крышки рабочего колеса РО турбины $i_{к.т}$ и кавитационного шума σ



направляющий аппарат закрывается полностью. При переводе агрегата в режим холостого хода он отключается от сети и отключается система возбуждения. При скорости вращения агрегата, составляющей 15—30 % номинальной, включается система торможения, а при полной остановке агрегата закрываются задвижки системы охлаждения обмотки статора генератора.

Аварийная остановка агрегата в целом совпадает с нормальной, за исключением начальных операций. В первую очередь производится аварийное закрытие направляющего аппарата, а при наличии аварийного быстродействующего турбинного затвора — его сброс. Блокируется контроль давления в системе ПСП, т. е. остановка производится без учета технологических условий нормальной работы подпятника.

С момента полного сброса активной нагрузки (нулевая мощность генератора) порядок операций совпадает с программой нормальной остановки.

Процессы, протекающие в рамках одного или смежных состояний агрегата, контролируются по значениям основных параметров.

Однако приведенное описание гидроагрегата характеризует его с конструктивно-технологической стороны и не затрагивает основные показатели ТП преобразования энергии, т. е. агрегат описывается не полностью.

Гидроагрегат характеризуется также энергетической режимной моделью. Режимная модель устанавливает отношение между элементами агрегата и внешними системами в терминах преобразования механической энергии в электрическую, т. е. представляет собой обобщенную модель баланса мощности в агрегатном блоке. Как показано в гл. 7 и 8, эта модель описывает пассивную систему, т. е. является функциональной. При этом она разделяется на ресурсную (баланс расхода и напора) и продуктную (баланс мощности) модели.

Существует еще одно описание гидроагрегата, характеризующее его в терминах качества функционирования (надежность, долговечность и т. д.). На этом уровне моделируются процессы, связывающие конструктивно-технологическую и режимную модели. Действительно, для эксплуатации агрегата весьма важно, а иногда и предпочтительно соблюдение условий бескавитационной работы и связанных с этим условий допустимости вибрации в различных конструктивных узлах агрегата. Основной причиной вибрации является пульсация давления в водяном потоке перед рабочим колесом турбины и за ним.

Указанные процессы непосредственно влияют на эксплуатационное состояние агрегата и повышают износ его частей и строительных конструкций, что требует построения специальных вибрационных характеристик для таких элементов агрегата, как крышка турбины, подшипники и подпятник:

$$i = 1/I, \qquad (16.1)$$

где I — вибрация, измеряемая двойной амплитудой колебания точки около ее стационарного положения (Å или мкм). Вид этих характеристик качественно совпадает с характеристикой потерь мощности в агрегате (рис. 16.3). То же относится и к характеристике кавитационного шума в камере рабочего колеса σ. Это значит, что в первом приближении учет эксплуатационного качества режима работы агрегата может осуществляться с помощью характеристики потерь мощности.

Таким образом сформирован перечень показателей и процессов, протекающих в пассивной системе гидроагрегата, для формирования структуры активной системы управления его режимом.

16.3. ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

К гидротехническим сооружениям в общем случае относятся подпорные, водопроводящие и водоотводящие сооружения, а также здание гидроэлектростанции, в котором размещено энергетическое оборудование. Известно, что при проектировании гидро-

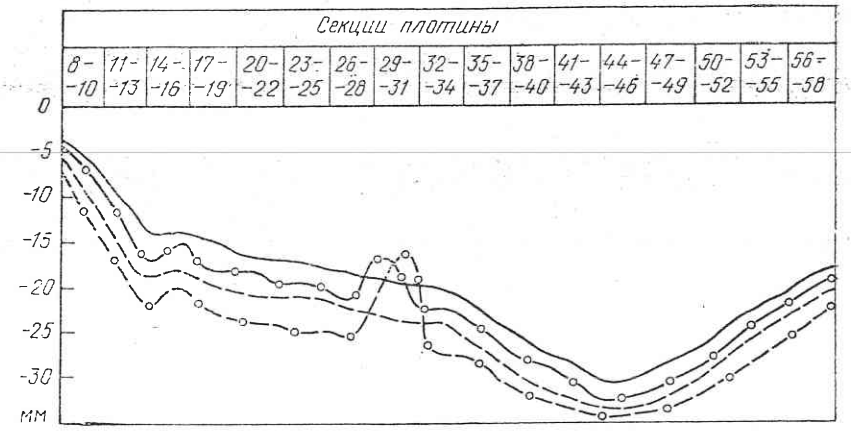


Рис. 16.4. Осадка плотины Красноярской ГЭС по ширине створа:
——— ноябрь 1978 г.; — О — О — апрель 1979 г.; — — — ноябрь 1980 г.; — — О — — О — — апрель 1981 г.

технических сооружений производится расчет их конструктивных элементов. Определение параметров сооружений непосредственно связано с физическими процессами, протекающими при их эксплуатации. Однако тщательное проектирование не исключает эти процессы, а лишь позволяет учесть и снизить их отрицательный эффект. Причем методы определения режима работы сооружений уточняются по данным их эксплуатации. Рассмотрим некоторые из процессов, относящихся к различным конструктивным элементам ГЭС.

Подпорные сооружения и станционная часть подвержены деформации (вертикальной и горизонтальной) и воздействию фильтрационного потока через сооружение и места примыкания к грунту (подошва и береговые примыкания).

Вертикальные перемещения (осадка) сооружений вызваны реакцией грунта основания на воздействие силы их тяжести. Конкретные физические характеристики грунта дают неравномерную осадку блоков подпорных сооружений по длине створа, как это показано на рис. 16.4. Кроме того, осадка сооружений увеличивается с течением времени, но не должна превышать некоторой максимальной величины. При правильном учете характеристик грунта основания сооружений скорость осадки должна постепенно убывать до нуля. Временная стабилизация этого процесса иллюстрируется данными, показанными на рис. 16.5.

Горизонтальные перемещения сооружений имеют вид сдвига и изгиба. Сдвиг сооружений может происходить как вдоль оси створа, так и перпендикулярно ей. Деформация вдоль оси вызывает раскрытие деформационных и температурных швов, что может привести к появлению недопустимой фильтрации воды через них. Сдвиг сооружений в сторону нижнего бьефа, вызван-

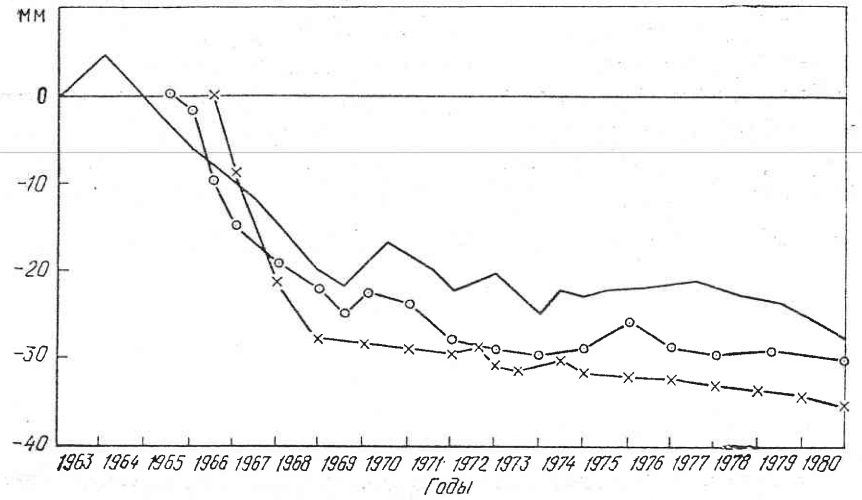


Рис. 16.5. Временна́я характеристика осадки плотины Красноярской ГЭС:
——— — секция 22; — О — О— секция 37; —×— — секция 44

ный длительным воздействием результирующей силы статического давления на напорную грань, может привести к нарушению береговых примыканий и потере устойчивости. Сдвиг различных блоков сооружения также различен, как видно на рис. 16.6, что указывает на необходимость наблюдения за всеми блоками.

Изгиб гидротехнических сооружений наиболее характерен для высоких плотин. Причинами, вызывающими изгиб, могут быть изменение уровня воды в верхнем бьефе и изменение термических условий (температура воды и воздуха) окружающей среды. Влияние этих причин различно для разных гидроэлектростанций. Так, высотные плотины арочного типа, сооружаемые в горных районах юга страны, наиболее подвержены воздействию верхнего бьефа, а гравитационные и арочно-гравитационные плотины, возводимые в условиях сурового сибирского климата, в большей степени реагируют на изменение температурных условий. Опасность большого изгиба плотины заключается в том, что возможен отрыв подошвы плотины от грунта основания или нарушение сплошности материала ее напорной грани. Оба эти нарушения вызовут увеличение расхода фильтрационного потока и (как следствие этих двух воздействий) нарушение устойчивости плотины. Изгиб плотины характеризуется горизонтальным перемещением ее гребня и отклонением нормально-горизонтальных плоскостей ее элементов от горизонтали. Один из способов определения отклонения гребня показан на рис. 16.7.

Фильтрация воды через подпорные сооружения составляется из фильтрации через напорную грань плотины и фильтрации в ее основании. Фильтрационный расход через напорную грань плотины зависит от качества материала плотины и

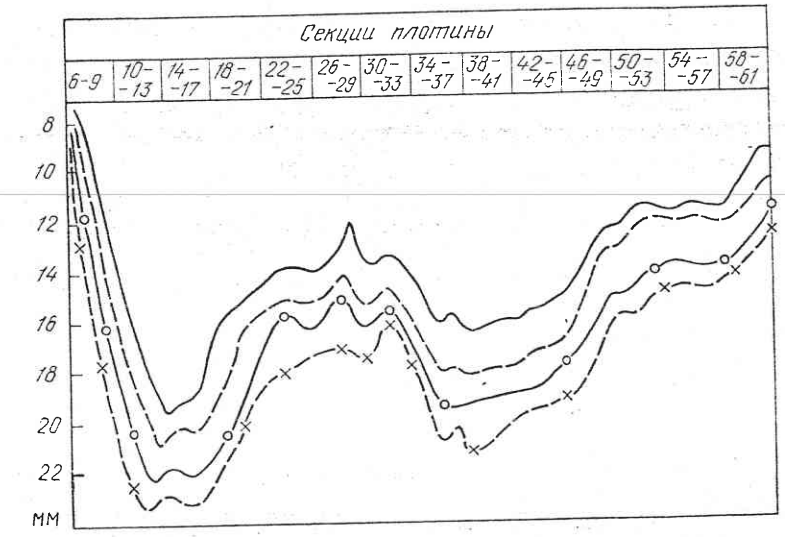


Рис. 16.6. Горизонтальное перемещение плотины Красноярской ГЭС по измерениям в струнно-оптическом створе:
——— — май 1979 г.; — О — — ноябрь 1979 г.; — — — — май 1980 г.; — — × — — × — — ноябрь 1980 г.

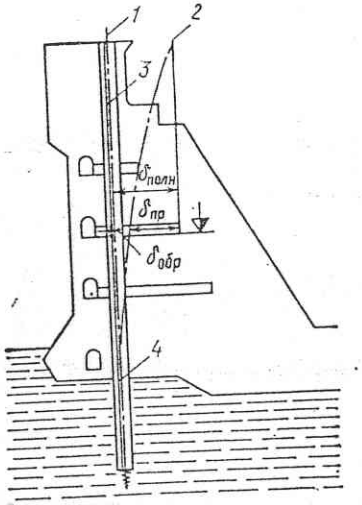


Рис. 16.7. Схема изгиба плотины:
1 — вертикальная ось плотины; *2* — ось плотины при прогибе; *3* — прямой отвес; *4* — обратный отвес; $\delta_{полн}$ — полное отклонение оси плотины от вертикали, равное сумме отклонения по обратному $\delta_{обр}$ и прямому $\delta_{пр}$ отвесам

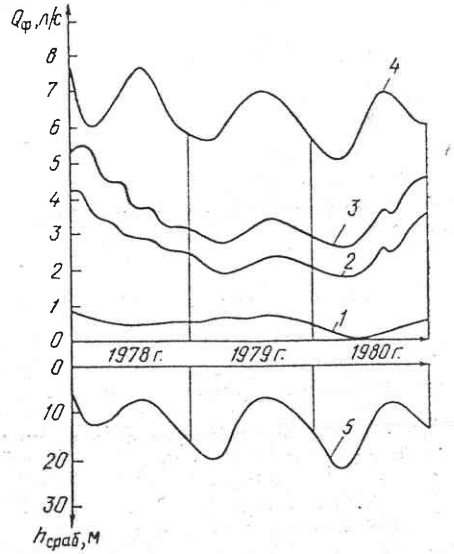


Рис. 16.8. Временна́я диаграмма изменения фильтрационного расхода через плотину:
1 — через бетонную кладку; *2* — через температурные швы; *3* — суммарный через напорную грань плотины; *4* — расход дренажа первого ряда; *5* — изменение уровня водохранилища

качества выполнения строительных работ. Для глухих бетонных плотин суммарный расход фильтрации через напорную грань составляется из расхода через температурные и деформационные швы, а также через бетонную кладку (рис. 16.8).

Фильтрация через основание плотины зависит от качества грунта основания и эффективности противофильтрационных мероприятий. При наличии дренажной системы расход фильтрации через основание плотины определяется по расходу в дренажных коллекторах, причем наибольший расход обычно наблюдается в коллекторах дренажа первого ряда (при многорядной дренажной системе). Фильтрация через основание плотины зависит и от режима сработки-наполнения водохранилища, как видно из рис. 16.8.

Основными контролируемыми параметрами подпорных сооружений, таким образом, являются относительные перемещения их элементов, расход в фильтрационных коллекторах, пьезометрическое давление, а также режимный параметр — уровень воды в верхнем бьефе.

Водоподводящие и водоотводящие сооружения характеризуются тем, что в них протекают наиболее сложные гидромеханические процессы. В этом смысле они тесно связаны с проточной частью турбины, отнесенной к станционной части ГЭУ.

Наиболее существенные для эксплуатации гидромеханические процессы возникают в моменты изменения режима работы агрегатов и называются переходными, т. е. процессами перехода из одного состояния в другое. Из всех переходных процессов к наиболее тяжелым последствиям приводит гидравлический удар.

16.4. РЕЖИМНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭС, КАСКАДОВ ГЭС И ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Описание элементов ГЭС, приведенные в § 16.2—16.3, уже позволяет сформировать некоторое представление об объекте управления, но лишь в виде моделей, отражающих внутреннюю структуру пассивной системы ГЭС. Следующим этапом моделирования является описание пассивной системы ГЭС в целом. При этом ГЭС во внешней системе (ЭЭС или ВХС) должна представляться лишь своей функциональной частью, т. е. элементами, которые непосредственно участвуют в деятельности внешней системы. Для выделения этих элементов следует построить модель ТП функциональной части ГЭС, или ресурсно-продуктную модель.

С точки зрения использования ГЭС в ЭЭС и ВХС продуктом будет производимая электрическая мощность $N_{\text{гэс}}$ или расход воды в нижний бьеф $Q_{\text{н.б}}$. Ресурсом ТП ГЭУ, естественно, является приток воды $Q_{\text{пр}}$, аккумулируемый в водохранилище. Тогда описываемая ГЭУ будет относиться к классу ГЭС.

Состояние моделируемой ГЭС тогда будет описываться следующими отношениями:

$$M_{\text{т1}} \subset Q_{\text{пр}} \times z_{\text{в.б}} \times z_{\text{н.б}} \times N_{\text{ГЭС}} \times \Omega; \tag{16.2}$$

$$M_{\text{т2}} \subset Q_{\text{пр}} \times z_{\text{в.б}} \times z_{\text{н.б}} \times Q_{\text{н.б}} \times \Omega, \tag{16.3}$$

где $M_{\text{т1}}$ — технологическая модель ГЭС в ЭЭС; $M_{\text{т2}}$ — технологическая модель ГЭС в ВХС.

Переменные, включенные в модели (16.2) и (16.3), описывают состояние основных элементов ГЭС, причем модель (16.3) избыточна из-за наличия функциональной связи между $z_{\text{н.б}}$ и $Q_{\text{н.б}}$.

Воздействие среды Ω в модели (16.2) и (16.3) включает в себя факторы, вносящие в рассматриваемые модели неопределенность, т. е.

$$\Omega = \{\omega_{\text{пр}},\ \omega_{\Delta Q},\ \omega_t,\ \omega_{\text{ну}}\}, \tag{16.4}$$

где $\omega_{\text{пр}}$ — неопределенная составляющая притока воды; $\omega_{\Delta Q}$ — составляющая потерь воды при ее аккумуляции и использовании; ω_t — составляющая температуры окружающей среды; $\omega_{\text{ну}}$ — прочие неучтенные составляющие.

Здесь необходимо обратить внимание на то обстоятельство, что язык описания, т. е., прежде всего, состав переменных модели, не совпадает с языком описания структурных элементов ГЭС. Причина этого факта состоит в том, что приводимое описание ГЭС относится к другому иерархическому уровню: описанию ГЭС не как системы, а как пассивного элемента ЭЭС или ВХС. Это значит, что описываемый объект приобретает новые свойства, что, естественно, требует применения другого языка моделирования.

Применяя данный подход к описанию каскада из двух ГЭС на одном водотоке, мы сталкиваемся с тем, что модели (16.2) и (16.3) не позволяют установить такие взаимоотношения между i-й и $(i-1)$-й ГЭС, как участие верхней $(i-1)$-й ГЭС в формировании $Q_{\text{пр}}$ i-й ГЭС и участие нижней i-й ГЭС в формировании уровня нижнего бьефа верхней $(i-1)$-й ГЭС $z_{\text{н.б}}(i-1)$. Эти отношения представляются следующим образом:

$$\tilde{Q} \subset Q_{\text{н.б}(i-1)} \times Q_{\text{пр}i}; \tag{16.5}$$

$$\tilde{z} \subset z_{\text{н.б}(i-1)} \times z_{\text{в.б}i}. \tag{16.6}$$

Тогда модели (16.2) и (16.3) для рассматриваемого каскада ГЭС примут вид

$$M_{\text{т1}} \subset Q_{\text{пр}(i-1)} \times z_{\text{в.б}(i-1)} \times z_{\text{н.б}i} \times N_{\text{кас}} \times Q \times \tilde{z}; \tag{16.7}$$

$$M_{\text{т2}} \subset Q_{\text{пр}(i-1)} \times z_{\text{в.б}(i-1)} \times z_{\text{н.б}i} \times Q_{\text{н.б}i} \times \tilde{Q} \times \tilde{z}. \tag{16.8}$$

где $N_{\text{кас}} \subset N_{\text{ГЭС}\,(i-1)} \times N_{\text{ГЭС}i}$ — мощность каскада.

Здесь нужно подчеркнуть важную особенность описания каскада ГЭС: в независимости от структуры и числа ступеней каскада отношения (16.5) и (16.6) представляют собой бинарные

отношения, т. е. *описание каскада представляет собой описание смежных пар ГЭС или их эквивалентных инвариантов.* Под эквивалентными инвариантами понимается такая структура пассивных элементов, в которой один сохраняет свойства отдельной ГЭС каскада, а другой объединяет (эквивалентирует) свойства остальных. Процедурным аналогом эквивалентного инварианта является метод динамического программирования.

Однако наиболее важным для управления является понятие режима работы объекта, под которым понимают некоторую последовательность состояний целеориентированной системы, упорядоченную во времени. Другими словами, режим ГЭУ — это изменение ее состояния в течение времени. Поэтому важный этап описания объекта — определение единицы (минимального интервала) времени. Обычно выбор такой единицы определяется минимальным временем взаимодействия $T_в$ элементов рассматриваемой пассивной системы. Тогда модели (16.2), (16.3) и (16.5)—(16.8) должны быть расширены включением в них $T_в$. Модели такого вида подробно описаны в гл. 11. Однако они не исчерпывают описания рассматриваемого объекта, управляемого специальной СУ. В этом случае объект представляет собой объединение ТП и СУ с характеристикой, не присущей ранее рассмотренной пассивной системе. Действительно, объект, состоящий из ТП и СУ, т. е. включающий в себя СУ, обязательно имеет хотя бы один активный элемент, а образованная им система становится активной.

Моделирование активной системы связано с необходимостью описания такого ее важнейшего свойства, как взаимодействие пассивных элементов, входящих в структуру АЭ. Как показано в гл. 6, управление представляет собой специфический ТП, и ресурсом, и продуктом которого является информация. Следовательно, отдельные этапы ТП СУ реализуются пассивными элементами, такими как средства сбора, передачи, хранения, обработки и преобразования информации. Это значит, что и ЭВМ в СУ является пассивным элементом, хотя и входит в состав активного элемента — ЭВМ и реализующие алгоритмы выработки решений программы. Сказанное позволяет понять тот факт, что СУ имеет собственное время взаимодействия ее элементов, которое принято называть временем реакции $T_р$ системы управления на изменение состояния ТП или внешней среды. Поэтому одна из важнейших задач построения модели объекта ТП СУ состоит в нахождении отношения $T_в$ к $T_р$, что обычно выражается в выборе расчетного интервала времени Δt при решении дискретных задач управления (см. гл. 12, 13).

Однако соотношение $T_в$ и $T_р$ влияет и на классификацию рассматриваемых объектов. Не трудно видеть, что выделение в самостоятельную производственную единицу — объект определяется либо взаимосвязью по ресурсу (каскад ГЭС), либо взаимосвязью по продукту (ЭЭС, ВХС). При этом важнейшей с точки зрения управляемости является такая характеристика объекта, как согласование $T_в$ и $T_р$, определяемое чаще всего как отношение порядка $T_р \leqslant T_в$. Так как обычно при управлении нормальным режимом ЭЭС $T_р$ принимается не большим 1 ч, то при $T_в \leqslant 1$ ч взаимодействующие ГЭС должны быть объединены, т. е. представлены в виде одного управляемого объекта.

К объектам такого рода относятся гидроэнергетические комплексы — объединенные каскадной схемой ГЭС, время добегания воды между створами которых не превышает 1 ч. Технологическая модель комплекса отличается от аналогичной модели каскада тем, что между ГЭС существует взаимосвязь, т. е. взаимное влияние на показатели режима. В рассматриваемом случае взаимное влияние ГЭС комплекса состоит в том, что волна воды между их створами распространяется не сверху вниз, а имеет прямую и обратную составляющую. В этом случае режим обеих ГЭС взаимообусловлен.

Гидроэнергетические комплексы иного типа, например ГЭС, расположенная в зоне ее водохранилища ГАЭС или две ГАЭС с общим бассейном, более понятно образуют объект совместного управления из-за связи и по ресурсу, и по продукту. Однако и здесь необходимо отметить тот факт, что при близком расположении этих ГЭУ, естественно, уменьшается $T_в$, значение которого становится менее 1 ч, что дает основание для принятия приведенного определения гидроэнергетического комплекса.

ГЛАВА 17

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЭС

17.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Разработка любой технологической системы, включая систему управления, начинается с выделения процессов, подлежащих решению в рамках этой системы. При этом технологический процесс разделяют на самостоятельные подпроцессы, связанные между собой продукцией каждого из них. Затем подпроцессы классифицируют — определяют их сходства и различия, что позволяет избежать дублирования разработок и обеспечить их взаимосвязь. Лишь после этого начинают проектирование всей системы и конструирование ее узлов.

Разработка системы управления предполагает этап классификации точно так же, как и любая другая техническая система. При этом необходимо знать как технологию обработки информации для принятия оптимальных решений, так и технологию управляемого процесса, что нам уже известно и в обобщенном виде рассмотрено в гл. 6.

Итак, в качестве принципа классификации используем принадлежность рассматриваемым задачам характеристик за-

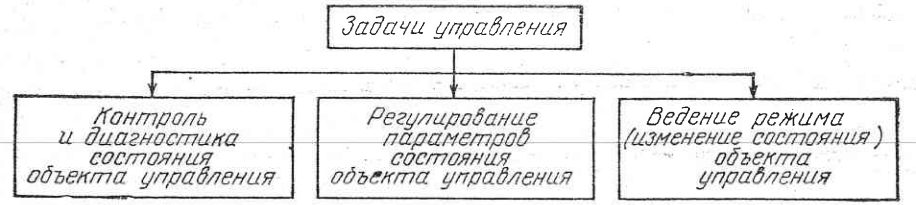


Рис. 17.1. Классификация задач управления технологическим процессом по способу воздействия на объект управления

дач управления от получения информации о ходе управляемого процесса до передачи принятого активным элементом решения к исполнению. С этой точки зрения управление осуществляет любой элемент, имеющий возможность воздействовать на ход управляемого процесса. Для обеспечения целенаправленности и должного качества управления в него включают три основных этапа: получение сведений о состоянии объекта (процесса) в данный момент времени и его динамике, принятие решения о наилучшем, с точки зрения достижения цели управления, воздействии на объект (процесс), передача управляющего воздействия и проверка его исполнения. В общем случае осуществление указанных этапов управления предполагает существование системы принятия решения (§ 6.4).

Задачи управления классифицируют в соответствии со сложностью принимаемых решений и способом воздействия на объект управления.

По способу воздействия на объект задачи управления можно разделить на три группы, как показано на рис. 17.1. Каждая из указанных групп задач осуществляет воздействие на объект управления, но цикличность воздействий по-разному соотносится с циклом оперативного управления.

Контроль и диагностика состояния объекта управления предусматривает получение значений и оценку параметров состояния. Воздействие в сторону изменения этих параметров осуществляется с задержкой времени, т. е. отклонение текущих параметров состояния объекта не вызывает непосредственной опасности нарушения процесса удовлетворения его целей. Чаще всего сказанное относится к медленно протекающим процессам, что и позволяет выделить контроль и диагностику в отдельную группу задач. С этой точки зрения можно говорить о контроле и диагностике состояния гидротехнических сооружений, бьефов, энергетических характеристик гидроагрегатов и т. д. Во всех этих случаях задачи контроля либо позволяют удостовериться в неизменности параметров состояния, либо, при установлении факта отклонения их значений от заданных, дают основание для привлечения других организаций к устранению причин, вызвавших обнаруженное отклонение параметров.

Регулирование параметров состояния объекта управления предусматривает формирование воздействия, которое возвращает объект в начальное состояние в том случае, если его параметры в неопределенный момент времени изменялись. Воздействие осуществляется без задержки времени или с задержкой, позволяющей повысить устойчивость системы регулирования параметров состояния. Примерами систем, реализующих задачи регулирования, могут быть регуляторы возбуждения генераторов, регуляторы частоты вращения турбины и т. д. Иногда в функции этих регуляторов включается программное изменение параметров состояния объекта, но в этом случае соответствующая система перестает быть системой регулирования и превращается в систему управления.

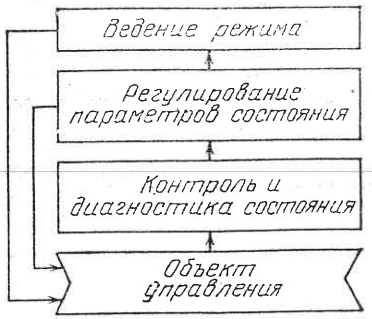


Рис. 17.2. Иерархия задач управления технологическим процессом

Ведение режима или программное изменение состояния объекта предусматривает формирование и реализацию воздействия, вид и значения которого определяют не только состоянием объекта, но прежде всего заданной программой, удовлетворяющей, как правило, внешние цели управления объектом. При наличии двух, ранее определенных видов задач программное изменение состояния может быть осуществлено без учета состояния объекта в данный момент времени. Однако в этом случае необходима координация решения задач контроля, регулирования и ведения режима. В зависимости от способа координации действий, определяемых этими задачами, система управления будет иметь различную структуру, о чем будет сказано ниже.

С точки зрения сложности принимаемых решений классификация задач управления образует другую иерархическую систему, показанную на рис. 17.2. В частном случае эта система может выродиться в одноэлементную (только контроль или регулирование и др.) или двухэлементную. Каждая из них может быть реализована практически в том случае, если внутри элемента нет противоречий, которые разрешаются введением элемента более высокого уровня.

Контроль и диагностика состояния не предусматривает принятия решения или решение заключается в привлечении внешних по отношению к этим задач: включение задач регулирования или ведения режима, привлечение сторонних исполнителей и т. д.

Регулирование параметров состояния предусматривает выбор величины воздействия, возвращающего объект в начальное состояние. При этом воздействию обычно подвергается один параметр состояния при условии координированности воздействия (его величины и направления) с другими параметрами. Такой параметр

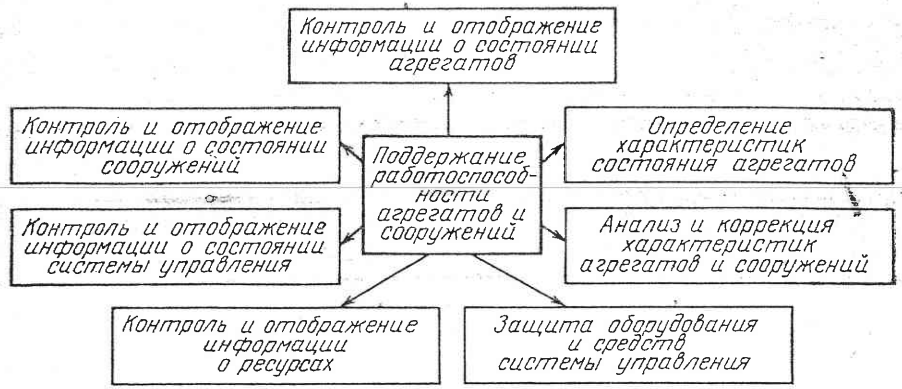


Рис. 17.3. Состав задач контроля состояния гидроагрегата и ГЭС

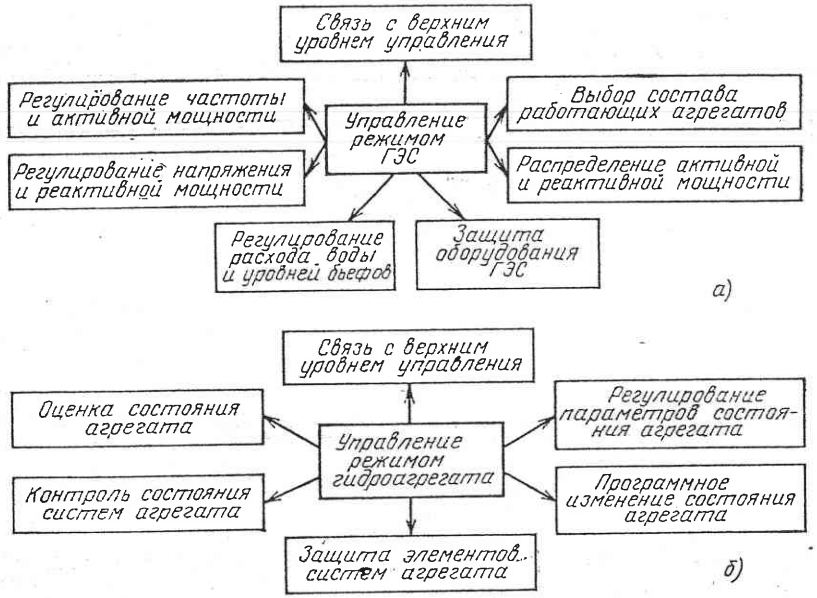


Рис. 17.4. Состав задач управления режимами ГЭС (*а*) и гидроагрегата (*б*)

называется р е г у л и р у е м ы м. Параметры, отклонение которых устраняется при изменении регулируемого параметра, называются к о н т р о л и р у е м ы м и. Процесс принятия решения в этом случае достаточно прост и сводится к процедуре сравнения контролируемого параметра с заданным значением и формированию воздействия (изменение регулируемого параметра) в направлении скорейшего и наиболее надежного выравнивания заданного и текущего значения контролируемого параметра.

Ведение режима в соответствии с программой изменения параметров состояния объекта предполагает принятие комплексных ре-

шений, совмещаемых удовлетворение внутренних и внешних целей управления. В рамках заданной программы изменения состояния осуществляется воздействие на параметры состояния объекта управления; регуляторов, систем контроля и других элементов, ответственных за программное ведение режима. Другими словами, *задача ведения режима есть наиболее общая из всех перечисленных задач, т. е. при задании той или иной программы она может быть сведена к задачам регулирования или контроля.* Если программа ведения режима одна, то управление на ее основе называется программным. В противном случае, прежде чем перейти к программному управлению, надлежит выбрать наилучшую программу действий. Тогда можно говорить об иерархической системе ведения режима объекта управления, понимая, что и сами объекты управления образуют иерархическую систему.

Специфической задачей управления является з а щ и т а. Эта задача понимается как управление в аварийной или предаварийной ситуации. По виду задача защиты относится к задачам изменения состояния, однако воздействие осуществляется обычно на один специализированный элемент (параметр состояния), что сближает защиту с регулированием. Задача защиты решается для удовлетворения внутренней цели управления — самосохранения объекта. Этим и определяется ее специфика, заключающаяся в обеспечении наибольшей надежности выполнения воздействия и своевременности принятия решения. В остальном задача защиты совпадает с соответствующими задачами управления, указанными выше.

Основываясь на приведенной классификации, сформируем круг задач управления гидроэлектростанцией на станционном и отчасти агрегатном уровнях. Тогда структура задач, решение которых направлено на удовлетворение внутренних (собственных) и внешних целей, примет вид, приведенный на рис. 17.3 и 17.4. Рассмотрим некоторые из этих задач более подробно.

17.2. КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ

Задачи контроля и диагностики состояния объекта управления, как говорилось ранее, реализуются в том случае, если оперативное вмешательство в контролируемый процесс нецелесообразно или невозможно. С другой стороны, контроль состояния объекта есть не что иное, как этап управления, на котором определяются значения параметров состояния и их отношение к заданным.

Обычно задачи контроля соотносят с конкретным объектом управления. В этом случае возникает необходимость решения одинаковых задач для контроля состояния генератора, подпятника, подшипников, бьефов, механического оборудования, гидротехнических сооружений и т. д. При этом однотипные задачи, решаемые с использованием различных методов и технических средств, нередко дают разные результаты. После определения параметров состояния и способов контроля необходимо найти их общность, унифицировать методы и аппаратуру, с помощью которых эти задачи решаются.

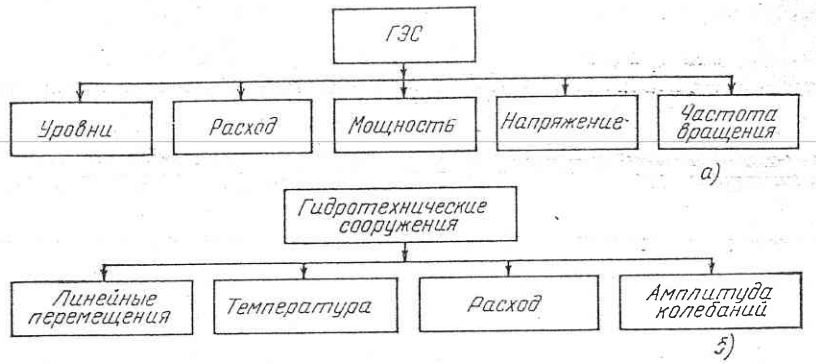


Рис. 17.5. Контролируемые параметры ГЭС (*а*) и гидротехнических сооружений (*б*)

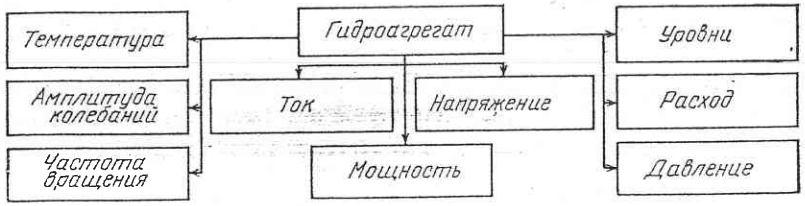


Рис. 17.6. Контролируемые параметры гидроагрегата

На основании сказанного соотнесем задачи контроля с различными типами параметров состояния, а уж затем с конкретными объектами.

В качестве контролируемых параметров состояния гидроэлектростанции или гидроэнергокомплекса и их элементов укажем следующие: линейные перемещения, амплитуду колебаний, частоты вращения, уровни жидкости, давление, температуру, расход жидкости, электрический ток, напряжение, активную и реактивную мощности (рис. 17.5 и 17.6). Кроме указанных, непрерывно изменяющихся, параметров по некоторым элементам ГЭС контролируются дискретные параметры состояния (положение коммутационных аппаратов и элементов гидравлических систем, дискретные состояния агрегатов: включен, выключен, под нагрузкой, в ремонте и т. д.). Эти параметры можно отнести к интегральным показателям состояния, которые зависят от состава оборудования конкретной гидроэлектростанции. Поэтому мы не будем подробно рассматривать задачи контроля дискретных параметров, а остановимся на задачах контроля и диагностики непрерывно изменяющихся параметров состояния.

Задачи контроля состояния гидротехнических сооружений сводятся к получению (сбору), накоплению и отображению (регистрации) информации о состоянии плотин и их механического оборудования. Проводимый затем анализ полученных данных по сути своей есть задача диагностики: что случилось,

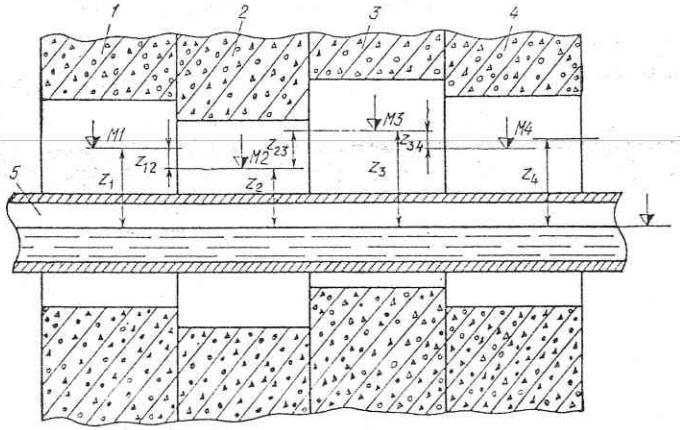


Рис. 17.7. Схема гидростатического нивелирования для определения относительных перемещений секций плотины:

1—4 — секции плотины; *5* — гидронивелир; *M1—M4* — марки уровня секций; $z_1—z_4$ — измеряемое расстояние от марки до уровня воды в гидронивелире; $z_{12}—z_{34}$ — вычисляемое относительное смещение секций плотины

где случилось, почему случилось. На основании этой информации принимается решение: что делать? Из сказанного ясно, что система контроля и диагностики, как и любая система управления, основана на подсистеме измерения состояния гидротехнических сооружений. Как было сказано в § 16.3, элементы гидротехнических сооружений подвержены опасности возникновения аварии вследствие недопустимых вертикальных или горизонтальных перемещений, фильтрации воды через тело плотины, грунт основания или береговые примыкания, вибрации водоподводящих сооружений и агрегатов. Во избежание появления отрицательных последствий воздействия указанных факторов необходимо решать задачи контроля и диагностики состояния элементов сооружений, наиболее подверженных воздействию этих факторов.

Вертикальные и горизонтальные перемещения плотины измеряются в основном геодезическими методами, например нивелированием по маркам — специальным отметкам, которые нанесены на стены потерн, расположенных на разных ярусах плотины. Относительные вертикальные перемещения (осадка одного блока плотины относительно другого) могут быть измерены гидронивелиром, представляющим собой трубу с водой, поверхность которой задает горизонт (рис. 17.7). Относительные горизонтальные перемещения измеряются системой прямых и обратных отвесов (см. рис. 16.6).

Внутренние напряжения в материале плотин возникают в результате механических и температурных воздействий. Поэтому температурный контроль воздуха и самого сооружения осуществляется постоянно. Для этого используются датчики термопарного типа (телетермометры), а измерение собственно напряжений косвенно осуществляется тензометрами.

С этой же целью измеряется вибрация элементов строительных конструкций и механического оборудования. Наиболь-

шим вибрациям подвержены трубопроводы и связанные с ними элементы сооружений.

Диагностика состояния материала гидротехнических сооружений осуществляется специализированной организацией на основании эпюр напряжений, построенных по данным измерений, а также диаграмм перемещений элементов сооружения (рис. 16.3—16.5).

Фильтрационный контроль состояния гидротехнических сооружений основан на измерении фильтрационного расхода через тело плотины, грунт основания и береговые примыкания. Расход фильтрации через грунт измеряется системой пьезометров (напорных и безнапорных), т. е. косвенным образом. Расход фильтрации через тело плотины измеряется прямыми методами: объемным (весовым), с использованием мерных водосливов, вертушек и дифманометров. На основании измерений строятся диаграммы расходов и эпюры фильтрационного давления, по которым производится диагностика состояния противофильтрационных элементов сооружений.

На основе диагноза состояния гидротехнических сооружений планируется проведение текущих и капитальных ремонтов.

Задачи контроля и диагностики состояния агрегата позволяют обеспечить его работоспособность путем своевременного выявления отклонения контролируемых параметров от заданных значений и отображения в том или ином виде этой информации эксплуатационному персоналу ГЭС. Таким образом, задачи контроля состояния включают в себя измерение, предварительную обработку и предоставление информации о текущем (индикация, регистрация) и ненормальном (сигнализация) состоянии оборудования гидроагрегата.

Описание аппаратуры, включенной в систему контроля состояния агрегата, приводится в литературе по автоматизации технологического управления агрегатом. Она специфична для агрегатов различных типов и подвержена значительным изменениям, связанным с прогрессом в области приборостроения. Поэтому не будем останавливаться на этом вопросе, отметим только основные задачи контроля состояния агрегата.

Контроль перемещений и амплитуды колебаний механической системы агрегата есть не что иное, как вибрационный контроль. Параметры вибрации элементов агрегата обычно сводят к двойной амплитуде колебаний этих элементов, жестко ограничивая ее значение. Так, двойная амплитуда колебаний крестовины агрегата и крышки турбины ограничена 15—20 мкм, а вибрация элементов генератора — 10 мкм. Вибрационный контроль ведется как непосредственно в процессе эксплуатации, так и в ходе специальных вибрационных испытаний. На основании этих испытаний определяются зоны нежелательной работы агрегата (нежелательные состояния и режимы), которые учитываются при управлении режимами гидроагрегата. По данным вибрационных испытаний ставится диагноз состояния агрегата как для ведения режима, так и для определения момента проведения ремонтных работ.

Контроль параметров состояния системы жизнеобеспечения агрегата связан с определением допустимости значений уровней, расхода и давления масла, воды и воздуха. Контролируются прежде всего те параметры, которые не регулируются специальными регуляторами. Кроме того,

контролируются особо важные для существования агрегата параметры его состояния: уровни масла в котле МНУ, в ваннах подпятника и подшипников, давление в котле МНУ и системах высокого давления и др. Значения контролируемых параметров индицируются на агрегатном щите управления. Диагностика состояния системы жизнеобеспечения агрегата основана на определении частоты отклонения контролируемых параметров от заданных значений.

Контроль текущих значений выходных параметров агрегата — тока ротора и статора, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты вращения — ориентирован на обеспечение нормальной работы агрегата в случае отказа той или иной системы регулирования, управления и защиты. С помощью индикации прямым командным (ручным) управлением осуществляется дублирование функций, возложенных на автоматические устройства. Диагностика состояния устройств автоматики строится по тому же принципу, что и диагностика системы жизнеобеспечения агрегата.

Задачи контроля и диагностики состояния ГЭС решаются как на станционном, так и на системном уровне, причем в первую очередь они нужны для управления ГЭС в энергосистеме. Способ использования измеряемой на ГЭС информации при планировании режимов каскадов ГЭС описан в § 17.5. Поэтому отметим только, что *гидроэлектростанция как элемент энергосистемы ответственна за своевременную и надежную подготовку информации о своем состоянии, что во многом определяет эффективность управления режимами энергосистемы.*

Состояние ГЭС в целом представляет непосредственный интерес на станционном уровне в том случае, когда управляемым объектом является гидроэнергокомплекс. В этом случае задачи контроля и диагностики приобретают значение при регулировании уровня контрбьефа, общего бассейна ГАЭС и т. д.

17.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ СОСТОЯНИЯ

Состав задач регулирования параметров состояния ГЭС определяется целями функционирования каждого из элементов ГЭС, а также наличием регулируемого параметра. Цели или назначения того или иного элемента ГЭС формируются на стадии создания объекта и образуют систему, обеспечивающую сохранение его работоспособности (самосохранения). Определение регулируемого параметра есть по сути дела решение задачи обеспечения информационной разрешимости управления этого вида. В соответствии со схемой на рис. 17.2 множество регулируемых параметров включается в множество контролируемых параметров и является собственным его подмножеством. Из этого следует, что регулируемые параметры выбираются из множества контролируемых параметров по принципу независимости действия. Это значит, что из всех контролируемых параметров следует выбрать такой (такие) параметр, изменение которого вызовет целенаправленное изменение состояния (всех параметров состояния) объекта регулирования. При этом можно дать следующее определение объекта регулирования: *объектом регулирования называется та-*

кой объект, среди параметров состояния которого есть хотя бы один регулируемый. Таким образом, мы показали взаимосвязь цели и параметра регулирования.

Выбор задач регулирования определяется характером параметра регулирования, прежде всего его независимостью. Сформулируем задачи регулирования указанных в предыдущем параграфе объектов с этой точки зрения.

Среди задач регулирования параметров состояния гидротехнических сооружений можно отметить задачу стабилизации на допустимом значении показателя вибрации — амплитуды колебаний. Вибрация сооружений, как отмечалось ранее, возникает вблизи агрегатов и водоводов. Тогда задача регулирования амплитуды колебаний водовода сводится к выбору такого расхода воды в трубопроводе, при котором двойная амплитуда колебаний не будет превышать допустимых с точки зрения прочности сооружения значений. Таким образом, *цель решения задачи — обеспечить условия работы сооружения без разрушения, а регулирование контролируемого параметра — двойной амплитуды колебания, — осуществляется путем изменения расхода воды в трубопроводе.*

В связи с тем, что расход воды через водовод и агрегат изменяется с помощью направляющего аппарата гидротурбины, сформулированная задача может быть отнесена к кругу задач регулирования параметров состояния агрегата. Такая задача, как правило, не решается, а сводится к задаче контроля параметров вибрации.

Регулирование параметров состояния ГЭС (рис. 17.6) связывают обычно с задачами поддерживания заданных значений частоты и напряжения на шинах ГЭС, а также стабилизации уровня нижнего бьефа электростанции в течение суток. Две первые задачи удовлетворяют внешнюю цель управления ГЭС — обеспечение условий производства электроэнергии в заданном количестве и заданного качества. Задача стабилизации уровня воды в нижнем бьефе также предназначена для удовлетворения внешней цели, которая формируется вне энергетической системы.

Регулирование частоты и напряжения на шинах ГЭС обеспечивается изменением состояния агрегатов, поэтому более подробно эти задачи будут рассмотрены ниже, а также в гл. 18.

Регулирование уровня нижнего бьефа по сути дела обеспечивает распределение стока реки ниже ГЭС. Наиболее эффективно эта задача решается при суточном или недельном регулировании уровня нижнего бьефа гидроэнергокомплекса, состоящего из головной ГЭС и контррегулятора. При этом контррегулирование осуществляется по расходу воды в нижний бьеф контррегулятора, который определяется объемом сработки или аккумуляции контрбьефа гидроэнергокомплекса. Целью решения этой задачи является обеспечение минимального отклонения уровня (расхода) нижнего бьефа комплекса от заданных максимального и минимального значений.

Проектные параметры и режим работы ГЭС позволяют осуществлять сезонное, годовое и многолетнее регулирование стока. По результатам проектной проработки строится диспетчерский график, связывающий расход притока к водохранилищу ГЭС со значением уровня воды в нем для разных моментов времени при различных значениях мощности ГЭС. Диспетчерский график является, таким образом, базовым документом эксплуатации ГЭС, на его основе строится система режимных ограничений по уровням верхнего бьефа для решения эксплуатационных задач. В дальнейшем система ограничений уточняется в соответствии с требованиями водного хозяйства и охраны водных ресурсов.

Регулирование параметров состояния агрегата — задача, которая связывает цели агрегатного и станционного уровней в части поддержания заданных значений параметров, обеспечивающих работоспособность элементов агрегата и характеризующих количество и качество производимой электроэнергии. Следовательно, задача регулирования параметров состояния агрегата может быть разделена на две группы подзадач: регулирование параметров состояния системы жизнеобеспечения агрегата и регулирование параметров производимой электроэнергии.

Группа задач регулирования состояния системы жизнеобеспечения включает в себя такие задачи, как регулирование параметров смазочного масла, регулирование параметров состояния МНУ, регулирование параметров системы охлаждения обмотки статора генератора и т. д. Каждая из этих задач предназначена для удовлетворения собственных целей системы жизнеобеспечения, а все вместе — для удовлетворения собственной цели эксплуатации агрегата. Каждой из задач соответствует свой параметр регулирования: параметрами состояния системы смазки подпятника и генераторного подшипника являются уровни масла в ваннах и его температура, состояние МНУ регулируется по уровню масла и давлению в котле, регулируемыми параметрами системы охлаждения обмотки статора генератора являются расход охлаждающего дистиллята и его температура.

В зависимости от технического решения, обеспечивающего регулирование того или иного параметра состояния, структура соответствующих регуляторов будет различна. Можно выделить два типа регуляторов: осуществляющих воздействие на параметры состояния той системы, которой принадлежит регулируемый параметр (рис. 17.8,*а*), и воздействующих на параметры состояния другой системы, которая благодаря существованию физической связи ее собственных параметров с параметрами регулируемой системы осуществляет опосредованное изменение регулируемого параметра (рис. 17.8,*б*).

К регуляторам первого типа можно отнести регуляторы уровня масла в ваннах подпятника и генераторного подшипника, уровня масла в котле МНУ и другие простейшие регуляторы.

К регуляторам второго типа можно отнести регуляторы температуры масла и охлаждающей воды, частоты вращения и активной

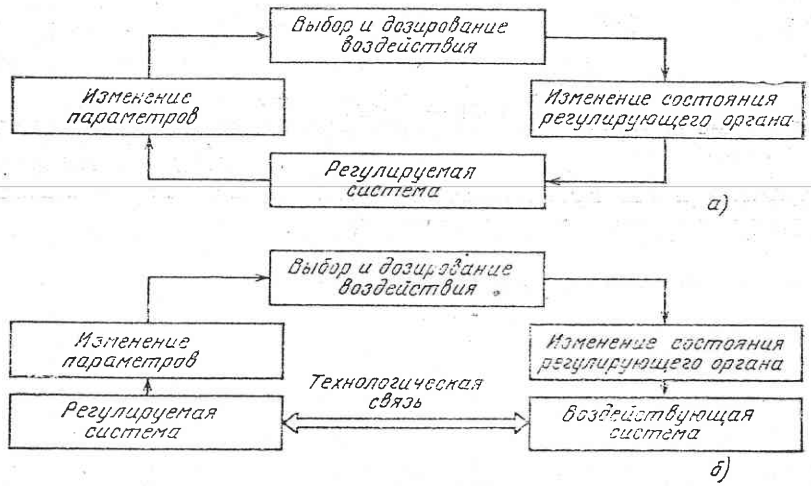


Рис. 17.8. Схема регулятора параметров простой системы (*а*) и технологически связанных систем (*б*)

мощности агрегата, а также реактивной мощности и напряжения на шинах ГЭС. Последние представляют собой наиболее сложные в техническом отношении системы, поэтому именно с ними нужно познакомиться более подробно.

Определение структуры регулятора частоты вращения агрегата непосредственно связано с динамическими характеристиками последнего. Поддерживание заданной частоты вращения агрегата выражается равенством

$$M_т - M_с = J\frac{d\omega}{dt} = 0, \qquad (17.1)$$

где $M_т$ — вращающий момент на валу агрегата, создаваемый турбиной; $M_с$ — момент сопротивления генератора, создаваемый электрической нагрузкой генератора и силами трения; ω — угловая скорость вращения ротора агрегата; J — момент инерции ротора агрегата.

На основании сказанного выражение (17.1) можно записать в виде

$$M_т - (M_г + M_{тр}) = J\frac{d\omega}{dt} = 0, \qquad (17.2)$$

где $M_г$ — момент, создаваемый электрической нагрузкой генератора; $M_{тр}$ — момент трения ротора агрегата.

Уравнения (17.1) и (17.2) справедливы в случае, если $d\omega/dt=0$, т. е. $\omega=$ =const. В этом случае обеспечивается и постоянство частоты $f=\omega p/(2\pi)$, где p — число пар полюсов ротора генератора.

Момент турбины может быть определен из выражения

$$M_т = a_1\frac{N_т}{\omega} = a_2\frac{Q_а H_а \eta_т}{\omega}, \qquad (17.3)$$

где $N_т$ — мощность, разбиваемая турбиной; $Q_а$, $H_а$, $\eta_т$ — расход и напор агрегата, КПД турбины соответственно; a_1, a_2 — коэффициенты пропорциональности, учитывающие размерность величин.

Из (17.3) видно, что вращающий момент ротора агрегата при постоянстве угловой скорости, напора и КПД пропорционален мощности турбины, которая в свою очередь пропорциональна расходу воды через агрегат. Отсюда следует, что увеличение вращающего момента $M_т$ возможно лишь путем увеличения мощности турбины либо уменьшения угловой скорости ω. С другой стороны, реальное увеличение $M_т$ может быть осуществлено увеличением расхода $Q_а$ посредством открытия направляющего аппарата турбины. Увеличение же момента $M_т$ при $\omega=$const вызывает непременное увеличение мощности турбины $N_т$.

Момент сопротивления $M_с$ можно приравнять $M_г$, так как при $\omega=$const $M_{тр}=$const. Из этого следует, что значение момента $M_с$ полностью определяется электрической нагрузкой генератора. Увеличение электрической нагрузки вызывает снижение скорости вращения агрегата и частоты f, которое можно компенсировать путем увеличения активной мощности агрегата, достигаемого повышением расхода $Q_а$, а следовательно, увеличением открытия направляющего аппарата. Отсюда видно, что регулируемым параметром системы регулирования частоты и активной мощности агрегата является расход воды через турбину, а конструктивным элементом, осуществляющим изменение регулируемого параметра, — направляющий аппарат турбины.

Существующие регуляторы частоты и активной мощности выполняют следующие функции: регулирование частоты f по заданному закону; ограничение частоты вращения в переходных режимах агрегата; выполнение операций пуска и останова агрегата; изменение частоты вращения при синхронизации агрегата; регулирование мощности турбины; ограничение мощности турбины (открытия направляющего аппарата); участие в распределении активной мощности между агрегатами ГЭС.

Регуляторы частоты и активной мощности, включаемые в состав автоматизированных систем управления ГЭС многоуровневого типа, выполняют те же функции, кроме операции пуска-останова агрегата, которая по сути является функцией ведения режима (изменения состояния), т. е. выходит за пределы основных функций систем регулирования.

Основная функция регулятора частоты и активной мощности агрегата — регулирование частоты вращения по заданному закону, который в общем виде может быть записан следующим образом:

$$\Delta f = k_{ст}(N_а - N_а^*) = 0, \qquad (17.4)$$

где $k_{ст}$ — коэффициент статизма объекта регулирования; $N_а^*$ — заданная активная мощность агрегата.

В случае $N_а^*=$const закон регулирования и реализующий его регулятор называют статическим, а при $k_{ст}=0$ — астатическим.

Регулирование возбуждения генератора гидроагрегата позволяет обеспечить поддерживание на заданном уровне напряжения на выводах генератора. Изменение последнего является следствием физических процессов, протекающих в синхронном генераторе.

Напряжение на выводах генератора определяется из условия

$$U = E - \Delta U, \qquad (17.5)$$

где U — напряжение на выводах генератора; E — ЭДС генератора; ΔU — внутреннее падение напряжения в генераторе.

Значение ЭДС генератора пропорционально производной тока ротора по времени $dI_{рот}/dt$, которая в свою очередь пропорциональна изменению магнитного потока $d\Phi/dt$, вызывающего появление ЭДС. Значение ΔU определяется сопротивлением обмотки генератора и влиянием магнитного потока, создаваемого нагрузочным током статора $I_{ст}$. Этот поток замыкается теми же магнитными цепями, что и поток ротора, складывается (векторно) с ним и влияет на создаваемую ЭДС. Это явление называют реакцией якоря и количественно учитывают как дополнительное падение напряжения в обмотке статора. Считая падение напряжения в обмотке генератора сравнительно малой величиной, можно записать примерное равенство $\Delta U \approx I_{ст} x$.

Изменение нагрузки генератора и соответственно $I_{ст}$ вызывает изменение ΔU, а следовательно, изменение U на выводах генератора в соответствии с (17.5). Компенсировать колебания ΔU можно изменением магнитного потока, порожденного $I_{рот}$, т. е. изменением тока возбуждения. Аналогичным образом может быть уменьшение воздействие короткого замыкания в статоре генератора, когда $\Delta U = E$. Изменение магнитного потока Φ вызывает изменение угла φ между током и напряжением статора, т. е. вызывает изменение соотношения между генерируемой активной и реактивной мощностью. Таким образом, процессы регулирования напряжения и реактивной мощности генератора оказываются взаимосвязанными.

Регулируемым параметром в этом случае является ток возбуждения генератора, протекающий через обмотку ротора от системы возбуждения.

Рассмотренные задачи регулирования параметров состояния элементов ГЭС позволяют сделать вывод о том, что *каждый функциональный регулятор имеет собственный замкнутый контур регулирования и может быть выполнен в виде автономного устройства.* Установление целенаправленного взаимодействия автономных (локальных) регуляторов есть не что иное, как координация их деятельности, которая, как говорилось ранее, может быть осуществлена только элементом более высокого уровня организационной иерархии.

17.4. ВЕДЕНИЕ РЕЖИМА

В соответствии с § 17.1 определение в е д е н и е р е ж и м а представляет собой п р о г р а м м н о е изменение состояния объекта. Под программным здесь *понимается такое изменение состояния, которое оптимальным образом позволяет произвести конечное множество операций, направленное на достижение собственной или внешней цели функционирования объекта.* Сложность программы действий (операций) непосредственно связана со сложностью принятия решения об оптимальном способе перехода в новое состояние, т. е. определенностью критерия оптимальности. В связи с достаточной трудностью рассмотрения этой проблемы в общем случае опишем две наиболее типичные для ГЭС задачи ведения режима: изменение состояния гидроагрегата и изменение состояния гидроэлектростанции.

Задача и з м е н е н и я с о с т о я н и я а г р е г а т а имеет целью обеспечение возможности осуществления таких комплексных опе-

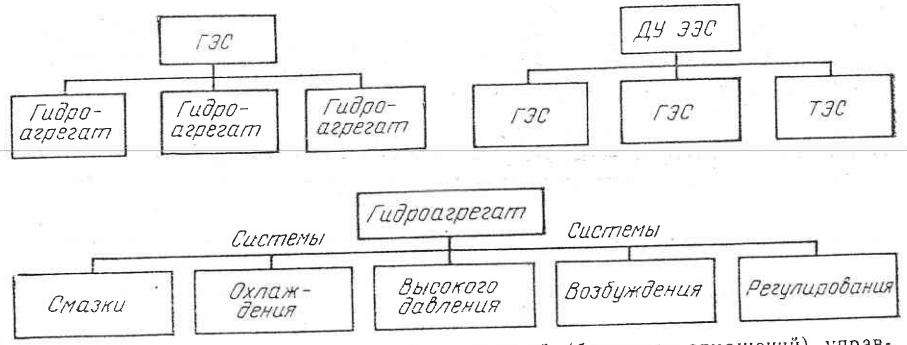


Рис. 17.9. Взаимосвязь организационных уровней (бинарных отношений) управления ГЭС

раций, как нормальные и аварийные пуск и останов агрегата, перевод его из генераторного режима в компенсаторный (для ГАЭС еще из турбинного в насосный) и обратно; увеличение и уменьшение мощности генератора и т. д. Как указывалось ранее (§ 16.2), эти процессы обеспечиваются выполнением стандартной последовательности операций, причем начало выполнения следующей операции определяется достижением целей предыдущих операций и совпадением контролируемых параметров с заданными значениями.

Задача изменения состояния агрегата предполагает одновременное решение ряда задач контроля и регулирования, что, естественно, делает необходимым осуществление координации работы группы регуляторов.

В зависимости от начального состояния агрегата и цели ведения режима, определяемой параметрами его к о н е ч н о г о с о с т о я н и я, программа изменения состояния будет различной. Это обстоятельство указывает на желательность реализации всех возможных программ ведения режима в одном универсальном устройстве, каковым является цифровая управляющая машина. Если в системе управления на агрегатном уровне отсутствует техника такого класса, то разные задачи решаются специализированными устройствами и аппаратами.

Рассмотрим способы решения задачи изменения состояния агрегатов и ГЭС. Разделение объекта управления на агрегаты ГЭС и ГЭС в целом принципиально, хотя изменение состояния ГЭС чаще всего достигается путем изменения состояния ее агрегатов. Другими словами, построим организационную иерархию, образованную двумя основными уровнями: гидроагрегат (нижний уровень) и ГЭС (верхний уровень) с учетом их связи с другими сопредельными иерархическими уровнями (для гидроагрегата — составляющие его устройства, для ГЭС — ЭЭС). Тогда образуются три системы (рис. 17.9), в каждой из которых отношение между АЭ нижнего и верхнего уровней есть бинарное отношение включения. При этом между собой эти три системы также связаны би-

Таблица 17.1. **Цели систем**

Система	Внешняя цель	Собственная цель
Гидроэлектростанция	Производство электроэнергии в заданном количестве и заданного качества при заданных уровне надежности электроснабжения и требованиях водопользователей	Удовлетворение внешней цели при условии сохранения безопасности функционирования людей, оборудования и сооружений, обеспечения оптимального расходования собственных ресурсов
Гидроагрегат, обеспечение гидроагрегата	Надежный и своевременный переход из текущего состояния в заданное и сохранение этого состояния до получения нового задания	Удовлетворение внешней цели при сохранении работоспособности и безопасности функционирования

нарным отношением включения, что позволяет координировать их деятельности и обеспечить конструктивную и технологическую целостность.

Определяя цели трех рассматриваемых систем так, как показано в табл. 17.1, не трудно убедиться, что эти цели действительно существуют. При этом легко заметить, что круг проблем, включаемых в формулу цели, уменьшается по мере увеличения числа пассивных элементов. Другими словами, *активные системы характеризуются множественностью целей, объединенных общей (глобальной) целью, а пассивные — единством цели (одноцелевые системы)*. Поэтому формализация процессов в пассивной системе значительно более проста, чем в активной, где ее не всегда можно достигнуть.

Следующий этап анализа задачи ведения режима связан с выяснением собственных ресурсов системы (ГЭС, агрегата и т. д.). Собственные ресурсы пассивных элементов, к которым относятся конструктивные элементы агрегата, главной схемы электрических соединений, общестанционных обеспечивающих систем (маслохозяйство, пневмохозяйство, цепи вторичной коммутации, связи, автоматики и др.), описываются в статике, динамике и технологии.

Статические ресурсы пассивных элементов определяются паспортным и фактическими значениями характеризующих их параметров (минимальные и максимальные давления, скорость, частота вращения, ток, напряжение, температура, мощность, механические напряжения и т. д.). Для агрегата в целом определены такие предельные параметры, как установленная мощность, определяемая с конструктивной точки зрения допустимой температурой обмотки генератора; угонная частота вращения (угонная скорость), определяемая максимально допустимыми механическими напряжениями в роторе генератора;

допустимая вибрация (прежде всего вертикальная) в элементах механической системы агрегата; максимальное давление в гидроприводе системы регулирования гидромашины (турбины, насоса или насоса-турбины); максимальное число срабатываний электрокоммутационной аппаратуры; максимальная мощность электродвигателей и т. д.

Собственные ресурсы ГЭУ характеризуются параметрами, которые не являются суммой параметров ее элементов. Для единства рассмотрения объекта управления приведем их описание для ГЭС.

Работа ГЭС характеризуется рабочей мощностью

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{раб}}(t) = N_{\text{ГЭС}}^{\text{расп}}(t) - N_{\text{ГЭС}}^{\text{рем}}(t) = \sum_{z=1}^{z} N_{az}^{\text{расп}} - z^{\text{рем}}(t)\, N_{\text{a}}^{\text{уст}}; \quad (17.6)$$

резервной мощностью

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{рез}}(t) = N_{\text{ГЭС}}^{\text{вр.рез}}(t) + N_{\text{ГЭС}}^{\text{х.рез}}(t); \quad (17.7)$$

включенной мощностью

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{вкл}}(t) = N_{\text{ГЭС}}^{\text{раб}}(t) - N_{\text{ГЭС}}^{\text{х.рез}}(t), \quad (17.8)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^{\text{расп}}$ — располагаемая мощность; $N_{\text{ГЭС}}^{\text{рем}}$ — ремонтируемая мощность; $N_{\text{ГЭС}}^{\text{рез}}$ — резервная мощность; $N_{\text{ГЭС}}^{\text{вр.рез}}$ — мощность вращающегося резерва; $N_{\text{ГЭС}}^{\text{х.рез}}$ — мощность холодного резерва; $N_{\text{ГЭС}}^{\text{вкл}}$ — включенная мощность; z — число установленных на ГЭС агрегатов; $z^{\text{рем}}$ — число агрегатов, находящихся в ремонте.

Рабочая мощность, кроме того, характеризуется предельно допустимыми значениями уровня воды в верхнем и нижнем бьефах, скорости течения или расхода воды в водопроводящем тракте, напряжений в конструктивных элементах подпорных сооружений и т. д.

Динамические характеристики системы агрегата связаны с допустимой скоростью изменения их параметров. Обычно характеристики называют моделями переходных гидромеханического и электрического режимов, и они достаточно хорошо известны.

Динамические характеристики пассивных элементов ГЭС включают в себя модели переходных процессов в бьефах, модели процессов при параллельной работе агрегатов на общую систему шин, модели работы агрегатов со связанными турбинными водоводами и др.

Технологические ресурсы агрегата и ГЭС определяются технологической линией производства электроэнергии и описываются балансом мощности, расхода или напора в гидроагрегатном блоке (от верхового водозабора до повысительного трансформатора), каскаде или гидроэнергокомплексе.

С учетом собственных ресурсов, формирующих составляющие собственной цели соответствующего элемента пассивной системы,

образуются критерии вида

$$x \in \{X_i^{\text{доп}} / X_i^{\text{доп}} \subset X, \quad i \in I\}, \tag{17.9}$$

где x — текущее значение параметра состояния; $X_i^{\text{доп}}$ — семейство множеств допустимых состояний, являющихся собственными подмножествами множества X значений параметра состояния. Если $I=1$, т. е. имеется одно подмножество допустимых состояний и на нем определено отношение предпочтения, заданное интервалом $X^{\text{доп}}=[x^{\text{мин}}, x^{\text{макс}}]$, то (17.9) можно записать в виде

$$x^{\text{мин}} \leqslant x \leqslant x^{\text{макс}}. \tag{17.10}$$

Это значит, что (17.10) представляет собой множество технологических ограничений, где x может принимать значения любых показателей состояния и режима ГЭС и агрегата. Для того чтобы задача (17.9) и (17.10) имела решение при нескольких параметрах $(x_1, \ldots, x_l, \ldots, x_p)$, т. е. при наличии системы

$$x_1 \in \{X_{i_1}^{\text{доп}} / X_{i_1}^{\text{доп}} \subset X, \ i \in I_1\};$$

$$\ldots \qquad \ldots$$

$$x_l \in \{X_{i_l}^{\text{доп}} / X_{i_l}^{\text{доп}} \subset X, \ i \in I_l\};$$

$$\ldots \qquad \ldots$$

$$x_p \in \{X_{i_p}^{\text{доп}} / X_{i_p}^{\text{доп}} \subset X, \ i \in I_p\},$$

необходимо выполнение условия:

$$X_i^{*\text{доп}} = \bigcap_{k=1}^{p} X_{ik}^{\text{доп}} \subset X. \tag{17.11}$$

Здесь $X_i^{*\text{доп}}$ — область пересечения множеств $X_{ik}^{\text{доп}}$.

Если $X_i^{*\text{доп}} = \varnothing$, т. е. не все множества $X_{ik}^{\text{доп}}$ имеют область пересечения, то задача не имеет решения. Иными словами, (17.11) — условие существования решения задачи (17.9) или для задачи типа (17.10) — условие совместности технологических и режимных ограничений.

Аналогично может быть сформулирован произвольный критерий оптимальности на множестве допустимых значений $X_i^{*\text{доп}} \subset X$, который будет иметь вид

$$x_k \in \{X_{ik}^{\text{опт}} / X_{ik}^{\text{опт}} \subset X_i^{*\text{доп}}, \ i \in I\}, \tag{17.12}$$

где $X_{ik}^{\text{опт}}$ — множество оптимальных значений x_k.

Если $X_{ik}^{\text{опт}} = \lambda_k^{\text{опт}}$, т. е. множество $X_{ik}^{\text{опт}}$ состоит из одного элемента, то (17.12) представляет собой классическую задачу оптимизации.

Из сказанного видно, что *задача изменения состояния агрегатов и ГЭС есть многокритериальная задача, где часть критериев суть технологические и режимные ограничения, а часть формируется на основе внешней цели с учетом свойства экономности.* С учетом формулы внешней цели агрегата (см. табл. 17.1) и его описания в динамике (см. § 16.2) оптимизация его состояния сводится к достижению им заданного конечного состояния при соблюдении технологических ограничений на каждом из этапов пуска и остановки:

для включения агрегата

$$n_a = n_a^{\text{ном}};$$

$$f_a = f_{\text{ЭЭС}};$$

$$\varphi_a = \varphi_{\text{ЭЭС}};$$

$$N_a = N^*_a;$$

для отключения агрегата

$$n_a = 0;$$

$$N_a = 0.$$

Критерии оптимизации изменения состояния ГЭС будут более сложными. Удовлетворение собственной цели ГЭС достигается при таком выборе состава работающих агрегатов, когда их износ будет минимальным. Это значит, что в первую очередь должна быть обеспечена их бескавитационная работа. Напомним, возникновение кавитации вызывает увеличение вертикальной вибрации агрегата. Поэтому первый (собственный) критерий оптимальности изменения состояния (ведения режима) ГЭС записывается в виде

$$i_k^{\text{опт}} = \min\{i_k \in I_k^{\text{доп}} / k \in K\}, \tag{17.13}$$

где i_k — вибрация k-го элемента агрегата; $I_k^{\text{доп}}$ — допустимые значения вибрации k-го элемента агрегата (см. § 16.2); k, K — соответственно индекс элемента и перечень элементов, для которых регламентируется значение вибрации.

Второй критерий формируется на основе технологического описания агрегата с учетом свойства экономности и формулируется как минимум потерь активной мощности, выраженный в единицах мощности ΔN_a или пересчитанный в единицы расхода воды ΔQ_a. Он записывается в виде

$$\Delta N_{az}^{\text{опт}} = \min\{\Delta N_{az} \in \Delta N_{az}^{\text{доп}} / z \in Z\}; \tag{17.14}$$

или

$$\Delta Q_{az}^{\text{опт}} = \min\{\Delta Q_{az} \in \Delta Q_{az}^{\text{доп}} / z \in Z\}, \tag{17.15}$$

где $\Delta N_{az}^{\text{доп}}$, $\Delta Q_{az}^{\text{доп}}$ — области существования потерь мощности и расхода воды соответственно; z, Z — индекс агрегата и перечень агрегатов, установленных на ГЭС.

С точки зрения экономии гидроресурса критерий (17.15) может быть переписан в виде

$$Q_{az}^{опт} = \min \{Q_{az} \in Q_{az}^{доп} / z \in Z\}, \quad (17.16)$$

где $Q_{az}^{доп}$—область существования расхода воды через агрегат, задаваемая в виде $Q_{az}^{доп} = [Q_{az}^{мин}, Q_{az}^{макс}]$.

Однако задача изменения состояния ГЭС может быть решена лишь в том случае, когда имеется критерий, определенный внешней целью, например, в виде

$$\{N_{гэс} \times \Delta t\} = \{\dot{N}_{гэс} \times \Delta t\}. \quad (17.17)$$

Выражение (17.17) есть не что иное, как заданный график нагрузки ГЭС, т. е. изменение активной мощности по интервалам времени Δt. Тогда критерии (17.13)—(17.16) с учетом зависимости оптимизируемых параметров от мощности агрегата [характеристика вибрации $i_{az}(N_{az})$, характеристика потерь мощности $\Delta N_{az}(N_{az})$ и т. д.] будут представлены в виде

$$i_{kaz}^{опт}(N_{az}) = \min \{i_{kaz}(N_{az}) \in I_{kaz}^{доп}(N_{az}) / k \in K,\ z \in Z\}; \quad (17.18)$$

$$\Delta N_{az}^{опт}(N_{az}) = \min \{\Delta N_{az}(N_{az}) \in \Delta N_{az}^{доп}(N_{az}) / z \in Z\} \quad (17.19)$$

и т. д.

Но критерии (17.18) и (17.19) описывают условия работы одного агрегата, а границы множества $\{N_{гэс}\}$ определяются значениями $N_{az}^{мин}$ и $\sum_{z=1}^{Z} N_{az}^{макс}$, т. е. основная задача ведения режима с учетом внешней и собственной цели формулируется как задача распределения активной мощности между агрегатами ГЭС при условии

$$N_{гэс} = \sum_{z=1}^{Z} N_{az} \quad (17.20)$$

и технологических ограничениях

$$N_{гэс} \leqslant \sum_{z=1}^{Z} N_{az}^{макс}; \quad (17.21)$$

$$z^{вкл} \leqslant Z, \quad (17.22)$$

т. е. число включенных агрегатов не более числа установленных на ГЭС.

Так как потери мощности ГЭС

$$\Delta N_{гэс}(N_{гэс}) = \sum_{z=1}^{Z} \Delta N_{az}(N_{az}) \quad (17.23)$$

и вибрация

$$i_{гэс}(N_{гэс}) = \sum_{z=1}^{Z} \sum_{k=1}^{K} i_{kaz}(N_{az}), \quad (17.24)$$

то задача ведения режима в интервале времени $T = \sum_t \Delta t_t$ сводится к нахождению такого распределения мощности $N_{гэс}$ между агрегатами N_{az} в любом интервале времени Δt_t, когда выполняются модифицированные критерии (17.18) и (17.19), записанные в виде

$$i_{kaz}^{экв}(N_{az}^{экв}) = \min \left\{ \left\{ \sum_{k=1}^{K} i_{ka(z-1)}^{экв}(N_{a(z-1)}^{экв}) + \sum_{k=1}^{K} i_{kaz}(N_{az}) \right\} \in \sum_{z=1}^{Z} I_{az}^{доп} / k \in K,\ z \in Z \right\}; \quad (17.25)$$

$$\Delta N_{az}^{экв}(N_{az}^{экв}) = \min \left\{ \left\{ \{\Delta N_{a(z-1)}^{экв}(N_{a(z-1)}^{экв}) + \Delta N_{az}(N_{az})\} \in \sum_{z=1}^{Z} \Delta N_{az}^{доп} / z \in Z \right\} \right. \quad (17.26)$$

или при соблюдении соответствующих технологических ограничений более просто записанные

$$i_{az}^{экв}(N_{az}^{экв}) = \min \{i_{a(z-1)}^{экв}(N_{a(z-1)}^{экв}) + i_{az}(N_{az})\}; \quad (17.27)$$

$$\Delta N_{az}^{экв}(N_{az}^{экв}) = \min \{\Delta N_{a(z-1)}^{экв}(N_{a(z-1)}^{экв}) + \Delta N_{az}(N_{az})\}. \quad (17.28)$$

Здесь $i_{az}^{экв}$, $\Delta N_{az}^{экв}$ и $N_{az}^{экв}$ — параметры одного, двух, трех и т. д. гидроагрегатов, получаемых в результате рекуррентного преобразования (17.25) и (17.26) или (17.27) и (17.28).

Не трудно видеть, что критерии (17.27) и (17.28) структурно совпадают с рекуррентным соотношением метода динамического программирования и с учетом (17.20) примут вид известной процедуры решения задачи этим методом:

$$i_{az}^{экв}(N_{az}^{экв}) = \min \{i_{a(z-1)}^{экв}(N_{az}^{экв} - N_{az}) + i_{az}(N_{az})\}; \quad (17.29)$$

$$\Delta N_{az}^{экв}(N_{az}^{экв}) = \min \{\Delta N_{a(z-1)}^{экв}(N_{az}^{экв} - N_{az}) + \Delta N_{az}(N_{az})\}. \quad (17.30)$$

На основе критериев (17.29) и (17.30) и подобных им, полученным преобразованием критериев (17.13)—(17.16), формируется множество альтернативных распределений мощности между агрегатами ГЭС при обязательном выполнении (17.17). Окончательный выбор распределения мощности для каждого Δt требует введения иерархии критериев, т. е. определения их приоритетов, без чего не может быть решена задача многокритериальной оптимизации.

Таким образом, в соответствии с формулами целей ГЭС высший приоритет имеет критерий (17.17). Остальные критерии

в различной степени отражают собственную цель ГЭС. Считая важнейшей подцелью собственной цели сохранение работоспособности оборудования, второй уровень приоритета следует приписать критерию (17.27). Критерий (17.28) и преобразованные к такому же виду критерии (17.15) и (17.16) представляют собой множество зависимых критериев, связанных многомерной технологической моделью агрегата. Поэтому все эти критерии относятся к одному уровню приоритета. В случае, если при решении задачи нужно учитывать другие свойства объекта — электрическую связь генераторов, условия устойчивой их параллельной работы и т. д., строится новая технологическая модель ГЭС и новая система критериев.

Построенная иерархия критериев позволяет сформировать последовательность выбора решения при нахождении оптимального ведения режима ГЭС:

идентификация характеристик агрегата;

определение состава включенных агрегатов по критерию (17.27) или иным критериям этого же уровня;

определение числа и активной мощности агрегатов ГЭС по критериям (17.28) и другим критериям этого же уровня.

При отсутствии характеристик того или иного вида использующие их критерии исключаются из множества альтернатив. Здесь важно отметить еще одно обстоятельство, а именно, что это одна из составляющих потерь мощности агрегатов. Поэтому если ее влияние на суммарные потери велико, то критерии (17.27) и (17.28) имеют одинаковые приоритеты. Поэтому *идентификация характеристик агрегата имеет первостепенную важность для правильного построения системы приоритетов критериев.*

Принятие решения осуществляется на сформированном множестве альтернатив лицом, принимающим решение в данном цикле управления.

Цикл управления — это время реакции системы управления $T_р$ (см. § 16.4), который находится в непосредственной зависимости от времени взаимодействия элементов ГЭС.

Время взаимодействия элементов технологической модели ГЭС колеблется от 1 сут (режим использования водохранилища, характеристики собственных ресурсов ГЭС, например, состояние агрегатов — ремонт, послеремонтный период и т. д.) до нескольких секунд (контроль, регулирование и изменение состояния агрегата). Кроме того, оно определяется временем реакции СУ более высокого по отношению к ГЭС уровня, так как энергосистема имеет собственные характеристики времени взаимодействия ее элементов.

Таким образом, время реакции СУ ГЭС для различных процессов измеряется следующим образом:

планирование режима агрегатов ГЭС, т. е. покрытия графика плановой мощности ГЭС в ЭЭС, — в сутках;

коррекция планового режима по собственным потребностям ГЭС (изменение состава или числа включенных агрегатов без

изменения мощности ГЭС) или по требованию ЭЭС (покрытие дополнительной неплановой мощности ГЭС) — в минутах;

регулирование или изменение состояния агрегатов под управлением автоматической системы регулирования активной мощности ЭЭС с решением задачи ввода вращающегося резерва ГЭС — в секундах;

исполнение функций защиты — в долях секунды.

Исходя из приведенной временной иерархии, ограничивающей соответствующим образом время принятия решения, строится иерархия моделей формирования альтернатив: на уровне планирования решается задача распределения мощности между агрегатами с выбором числа и состава агрегатов, включенных в работу; на уровне коррекции режима — распределения мощности и определения числа работающих агрегатов при заданном их составе; на уровне регулирования и ввода вращающегося резерва — распределения мощности между агрегатами при заданных их числе и составе.

Описанная процедура построения системы выбора решений при ведении режима ГЭС распространяется и на режим гидроэнергокомплексов при учете специфики их технологической модели.

17.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ГЭС

Говоря об автоматизированных системах управления ГЭС, нельзя относить к ним только те, в которые включены средства вычислительной техники. *Высокий уровень автоматизации управления технологическим процессом ГЭС на релейных, логических и аналоговых элементах позволяет отнести построенные системы управления к разряду автоматизированных.* Это касается лишь тех систем, в которых работа указанных элементов координирована, т. е. набор средств автоматики связан между собой таким образом, что о нем можно говорить как о системе. Поэтому рассмотрение структуры автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) ГЭС необходимо начать с тех систем, которые в течение достаточно длительного времени уже находятся в эксплуатации.

Системы автоматизированного управления ГЭС обладают своеобразием, обусловленным спецификой самого объекта управления — почти каждая крупная ГЭС проектировалась как уникальное сооружение. Однако техническая и функциональная структуры АСУ ТП имеют достаточно высокий уровень общности, что позволяет говорить о типовых структурах АСУ ТП.

Первоначальная классификация структур АСУ ТП основывалась на таких показателях ГЭС, как мощность, число агрегатов, схема выдачи мощности в энергосистему и т. д. В связи с тем, что ГЭС как источник оперативной мощности энергосистемы приобретает все большее значение, все большую роль в системе классификационных признаков играют показатели надежности и оперативности маневра мощностью, обеспечивающего надежность работы энергетической системы. Создавшееся положение делает такие показатели, как мощность ГЭС, несущественными. В то же время возрастает роль схем выдачи мощности. Можно разделить ГЭС на малоагрегатные с простой схемой связи с энергосистемой и многоагрегатные со сложной схемой. Последние обычно имеют и большую мощность.

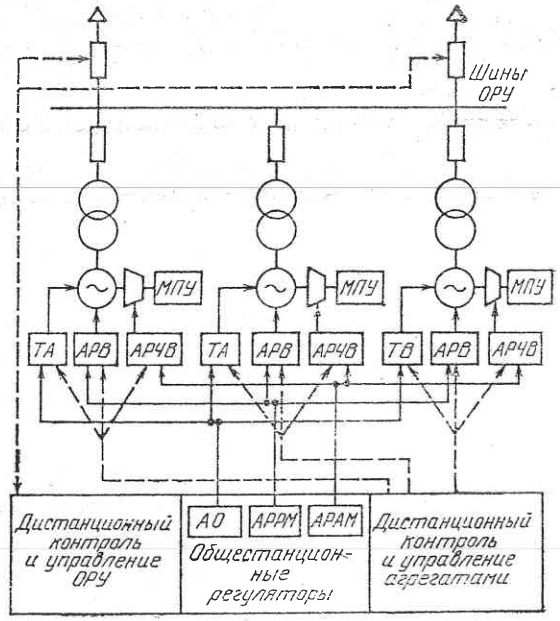


Рис. 17.10. Структурная схема двухуровневой АСУ ТП на аналоговых и контактных элементах

Гидроэлектростанции, передающие мощность в одну энергосистему или сеть одного напряжения, относят к числу простых объектов управления. АСУ ТП таких ГЭС имеет двухуровневую структуру, включающую элементы, указанные на рис. 17.10. Автоматы нижнего (агрегатного) уровня выполняют функции регулирования частоты вращения и возбуждения, осуществления стандартных операций или наборов операций, последовательность и условия выполнения которых называются программами: нормальный пуск, синхронизация, нормальная и аварийная остановки агрегата и т. д. В соответствии с объектной ориентацией отмеченных функций аппараты делят на автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ), автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и технологическую автоматику (ТА), в которую включаются средства осуществления программ изменения состояния агрегатов.

Верхний уровень — уровень ГЭС, предназначен для координации действий автоматов агрегатного уровня в соответствии с воздействиями (заданиями), поступающими от автоматических регуляторов параметров состояния энергосистемы. Станционный автоматический регулятор активной мощности (АРАМ) координирует работу АРЧВ агрегатов, задавая им такие значения регулируемых параметров, которые обеспечивают поддержание активной мощности ГЭС, требуемой системными устройствами управления (см., например, § 18.4). Аналогично работает станционный регулятор реактивной мощности (АРРМ), воздействующий на АРВ. Автооператор (АО) — специфический элемент АСУ ТП, задача которого заключается в формировании оптимальной программы действий устройств технологической автоматики, т. е. в координации действий элементов, обеспечивающих изменение состояния агрегатов в соответствии с экономично-

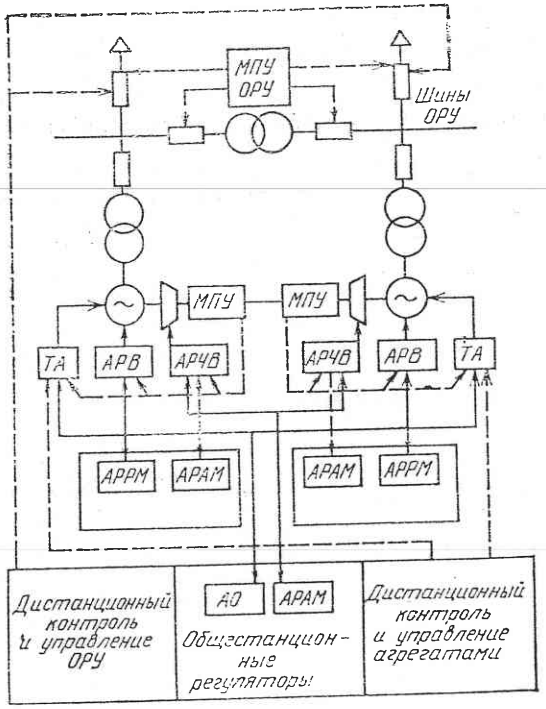


Рис. 17.11. Структурная схема трехуровневой АСУ ТП на аналоговых и контактных элементах

стью, надежностью и оперативностью исполнения команд уровня энергосистемы. Автооператоры производят оптимальное распределение нагрузки ГЭС относительно заданного критерия между агрегатами и поддерживают заданный режим работы гидроэлектростанции по активной мощности.

В случае отказа автомата агрегатного или станционного уровня структура АСУ ТП предусматривает переход на ручное дистанционное или местное управление, которым резервируется вся функциональная структура АСУ ТП.

Структура АСУ ТП многоагрегатной ГЭС со сложной схемой выдачи мощности в энергосистему наряду с функциональным сходством элементов имеет ряд существенных отличий от двухуровневой системы управления. Основное отличие заключается в том, что между агрегатным и станционным уровнями управления вводится еще один — блочный или групповой (рис. 17.11). Причина его появления в том, что ГЭС, работающая на электрические сети различного напряжения, совмещает в себе фактически две разные электростанции. Эти электростанции имеют собственный режим работы, различные электрические схемы, играют разную роль в энергосистеме. В то же время они (как и электрические системы разного напряжения) имеют двустороннюю трансформаторную связь, обеспечивающую резервирование мощности. Однако эта связь не предполагает использование ее в нормальном режиме эксплуатации. Поэтому каждая из частей ГЭС должна аналогично схеме на

рис. 17.10 иметь собственный координирующий уровень, роль которого и играет система блочных (групповых) автоматов.

На групповом уровне размещаются регуляторы активной и реактивной мощности группы агрегатов, функции которых совпадают с функциями станционных регуляторов двухуровневой АСУ ТП. Однако в связи с тем, что все группы агрегатов используют один энергетический ресурс, управление их активной мощностью выносится на верхний (станционный) уровень. Групповые регуляторы активной мощности работают под управлением станционных регуляторов и дублируют функции последних при делении ГЭС на несинхронные части в аварийном режиме.

В связи с необходимостью индивидуального регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических системах разного напряжения АРРМ включены в состав автоматов группового уровня. Одновременно они исключены из состава станционных регуляторов.

Резервирование функций автоматических регуляторов осуществляется за счет введения цепей дистанционного и местного контроля и управления. При этом МПУ устанавливается не только на агрегатах, но и на ОРУ.

Таким образом, можно говорить о том, что АСУ ТП, построенные на основе аналоговой и релейной техники, имеют иерархическую структуру, а каждый регулятор и устройство управления замыкают собственный контур управления.

Следующий этап развития АСУ ТП ГЭС связан с внедрением в состав технических средств цифровой вычислительной техники. Преимущества дискретной автоматики заключаются в более высокой теоретической надежности, удобстве и экономичности передачи информации, универсальности (программируемости) средств обработки данных и т. д. Использование специализированных управляющих ЭВМ второго, а затем третьего поколений стало экономически целесообразным при объединении всех функций управления в одном вычислительном устройстве. Действительно, единичная стоимость и возможности ЭВМ были слишком велики для установки одной цифровой машины на каждую функцию управления. Этим обстоятельством в первую очередь определяется принцип построения первых цифровых АСУ ТП как интегрированных систем централизованного управления. При этом структура такой АСУ ТП была одноуровневой или на других иерархических уровнях включались традиционные релейные и аналоговые устройства.

Отличительная черта этих АСУ ТП состоит в том, что они существуют одновременно с традиционными АСУ ТП, описанными выше. Этим определяется структура цифровых АСУ ТП, перечень реализуемых ими функций и др. Причина такого дублирования функций АСУ ТП на различной элементной базе заключается в низкой надежности тех средств дискретной автоматики, которые использовались в первых образцах систем управления.

К основным функциям таких АСУ ТП относятся: сбор, первичная обработка, отображение и документация информации, контроль состояния оборудования и сигнализации о неисправностях; выбор числа и состава работающих агрегатов, регулирование активной и реактивной мощности ГЭС или групп агрегатов и некоторые другие. Большинство задач агрегатного уровня решается с использованием традиционных устройств (АРВ, АРЧВ и др.). Связь АСУ ТП с верхними уровнями управления осуществляется в основном с использованием традиционных устройств телемеханики, телефона и телетайпа.

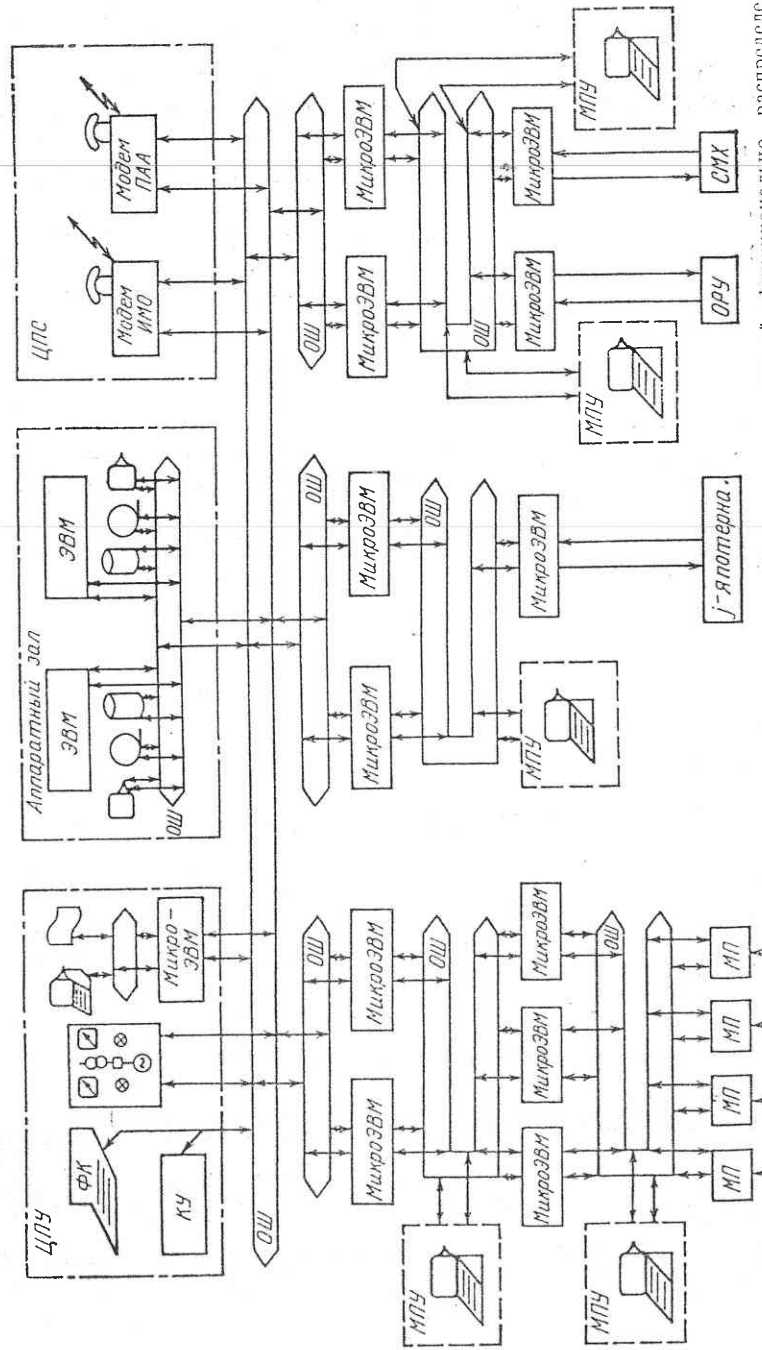


Рис. 17.12. Структурная схема многоуровневой функционально распределенной АСУ ТП на дискретных элементах:
ЦПУ — центральный пульт управления; *ФК* — функциональная клавиатура; *КУ* — ключи управления; *ИМО* — информационный межуровневый обмен; *ПАА* — противоаварийная автоматика; *ОШ* — общая шина; *МПУ* — местный пульт управления; *СМХ* — станционное маслохозяйство; *ОРУ* — открытое распределительное устройство; *ЦПС* — центральный пульт связи

Второй этап развития АСУ ТП ГЭС связан с развитием микропроцессорной (МП) техники и успехами в области создания сетей ЭВМ (вычислительных систем). Если цифровые АСУ ТП первого поколения имели одноуровневую структуру, то АСУ ТП второго поколения уже имеют двухуровневое размещение цифровой вычислительной техники: на верхнем уровне расположена мини-ЭВМ типа СМ (СМ-2, СМ-4), на нижнем — микроЭВМ («Электроника-60», В-7 и др.). Мини-ЭВМ выполняет функции управления ГЭС (ГАЭС), включая организацию информационной службы АСУ ТП. МикроЭВМ выполняют функции регуляторов мощности и напряжения, противоаварийной (системной) автоматики. Однако и это поколение АСУ ТП опирается на принцип технического совмещения функций, т. е. объединения различных по назначению задач в среде одного технического средства.

Наиболее перспективной структурой АСУ ТП является функционально распределенная структура. Основное ее отличие от других цифровых АСУ ТП заключается в том, что она ориентирована на выполнение всех, даже самых мелких, функций на индивидуальных средствах цифровой вычислительной техники. При этом функциональная структура такой системы наиболее близка той, которая реализована в аналого-релейных АСУ ТП. Структурная схема функционально децентрализованной АСУ ТП показана на рис. 17.12.

Сравнительный анализ описанных поколений АСУ ТП ГЭС показывает, что их совокупная надежность зависит от надежности каждого автомата, надежности схемы их взаимодействия и способов резервирования всей системы или ее отдельных элементов. Если в цифровых АСУ ТП первого и второго поколения повышение надежности элементов достигалось их аппаратным дублированием, то в функционально децентрализованной АСУ ТП — за счет автономности функционирования отдельных автоматов, нарушение работоспособности которых не вызывает «развала» всей системы управления.

ГЛАВА 18

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ГЭС В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В задачах управления каскадами ГЭС в ЭЭС единичные гидроэлектростанции рассматриваются как элементы энергосистемы и самого каскада. Взаимосвязь элементов управляемой системы показана в § 6.1. Описание гидроэлектростанции в этом случае основано на изложенном в § 16.4 подходе, что означает представление ГЭС лишь той совокупностью параметров, которые характеризуют ее состояние и режим работы в составе ЭЭС. При этом основная задача управления ГЭС в ЭЭС — это управление их режимами. Она характеризуется необходимостью определения параметров каждой ГЭС в данный момент времени (состояния) и закона изменения этих параметров в некотором интервале времени (режима). Здесь можно отметить следующие основные задачи управления: оценки состояния (контроль и диагностика), регулирования (в цикле оперативного управления) и изменения состояния в данный момент времени (оперативное управление) и в предстоящий период (планирование). Планирование безусловно представляет собой одну из задач управления или координации, так как включает все этапы выработки и передачи для исполнения решений, которые есть не что иное, как координирующее вмешательство. Нужно сказать, что специфика управления ГЭС на уровне ЭЭС прежде всего отражена именно в задачах планирования их режимов, с чем и связано особое внимание, которое мы будем уделять этим задачам.

Иерархия принятия решений в АСДУ, как говорилось ранее (см. гл. 15), включает в себя временну́ю иерархию. Во временно́й иерархии реальное планирование режимов ГЭС осуществляется на уровнях долгосрочного (текущего) и краткосрочного (оперативного) планирования. На этих временны́х уровнях координируются действия ГЭС и ТЭС, осуществляется планирование обеспеченности энергоресурсами.

На уровне оперативного управления в основном решаются задачи обеспечения нормального электрического режима энергосистемы. Здесь специфика ГЭС заключается лишь в том, что они являются наиболее маневренными электростанциями ЭЭС. В то же время использование маневренных свойств ГЭС для поддержания электрического режима ЭЭС, в том числе в качестве оперативного резерва энергосистемы, приводит к отклонению текущих параметров их режима от плановых. Отсюда следует необходимость проведения оперативной коррекции режимов ГЭС, позволяющей вернуть их режим к плановым показателям к началу следующего периода планирования (сутки, неделя).

Управление ЭЭС является по типу целевым управлением. Это значит, что для ЭЭС могут быть определены конкретные цели, действия в направлении удовлетворения которых и называют управлением. Сформулируем внешнюю и собственную цели ЭЭС с учетом целей ГЭС, приведенных в табл. 17.1.

Внешняя цель ЭЭС: обеспечить полное и бесперебойное снабжение внешних по отношению к ЭЭС потребителей электрической энергией, удовлетворить заданные условия обеспечения энергоресурсами и заданные требования водопользователей.

Собственная цель ЭЭС: обеспечить удовлетворение внешней цели при сохранении безопасности функционирования элементов ЭЭС, поддерживании нормального эксплуатационного режима или выходе из аварийного режима с наименьшими отрицательными последствиями, оптимальном расходовании собственных ресурсов.

Необходимо отметить, что собственная цель отражает прежде всего технологическую дисциплину производства и распределения энергии. Поэтому возникновение целевого конфликта между внешней и собственной целями ЭЭС должно при-

водить к изменению внешней цели. В качестве примера здесь можно привести ситуацию, в которой при дефиците энергии или мощности в ЭЭС либо снижались требования к качеству электроэнергии (работа с пониженной частотой), либо снималось требование к полноте и бесперебойности энергоснабжения (отключение электропотребителей). Причина такого положения состоит в том, что при длительном нарушении технологической дисциплины деятельности ЭЭС в ней возникают глубокие структурные изменения с нежелательными необратимыми последствиями.

Эти формулы целей ЭЭС совместимы с приведенными в § 17.4 формулами и с соответствующими целями производственной системы в целом.

Иначе внешняя цель ЭЭС представляется в виде группы б а л а н с о в ы х у с л о в и й: балансов производства и потребления энергии, получаемого и расходуемого энергоресурса, потребления и восстановления водных ресурсов. Поэтому основные решаемые при управлении задачи относятся к классу балансовых, что обеспечивает удовлетворение собственной цели внешних систем. С позиции технологии энергетического производства различают б а л а н с м о щ н о с т и — баланс производства и потребления в каждый момент времени и б а л а н с э н е р г и и — баланс производства и потребления на заданном отрезке времени.

Удовлетворение целей ЭЭС достигается при балансе показателей функционирования энергосистемы на отрезке времени, обеспечивающем восстановление ресурсов системы. Для гидроэнергетики этот период времени определяется сезонными и многолетними колебаниями притока воды в аккумулирующие емкости ГЭС, ГАЭС и других гидроэнергетических установок по производству энергии. Потребление энергии также связано с периодическими колебаниями количества поступающей извне энергии — климатическими, метеорологическими и другими условиям. Поэтому бóльшая заблаговременность оценки условий функционирования ЭЭС обеспечивает бóльшую свободу в принятии решений в более короткие интервалы времени.

Однако заблаговременность оценки в системе управления есть не что иное, как ее собственное в р е м я р е а к ц и и $T_р$, непосредственно связанное со в р е м е н е м в з а и м о д е й с т в и я э л е м е н т о в активной системы, в данном случае — природных процессов. В свою очередь заблаговременность непосредственно связана с неопределенностью информации, входящей в целевую, управляющую и технологическую системы и описывающие их модели.

Сказанное иллюстрируется следующим примером. Режим ГЭС определяется соотношением притока воды $Q_{пр}$, имеющим $T_{вQ}$, и требуемой электрической мощностью P, имеющей $T_{вP}$. Пренебрегая для простоты другими характеристиками режима, отметим, что $T_{вQ}\to\infty$ при принятом в гидрологии предположении о стационарности процесса формирования стока, а $T_{вP}\to 0$ при учете одновременности производства и потребления электрической энергии. Тогда $T_р$ системы управления ГЭС, принятое $T_р \approx T_{вQ}$, даст наименьшую неопределенность притока воды σ_Q, но и наибольшую неопределенность электропотребления σ_P. При $T_р \approx T_{вP}$ наблюдается обратная картина: σ_P становится минимальной, а σ_Q — максимальной.

Таким образом, з а б л а г о в р е м е н н о с т ь *решения задач определения режима каскада ГЭС определяется целевой установкой ЭЭС и уровнем неопределенности информации, необходимой для описания режима каскада.* Поэтому временны́е интервалы, для которых определяется режим ЭЭС с ГЭС, обычно выбираются так, чтобы они максимально совпадали с характерными периодами функционирования ЭЭС. Такие периоды образуют сезонное изменение природной среды в течение года и недельно-суточное изменение потребления электроэнергии. Этим объясняется принятая временна́я иерархия управления ЭЭС: годовое (сезонное), недельное и суточное планирование режима и оперативное ведение его в течение суток.

На первый взгляд естественно предположить, что наилучшее решение задач планирования и ведения режима может быть получено при непрерывном решении задачи баланса мощности энергосистемы. Однако это не так. Причина заключается в том, что неопределенность информации о суточном электропотреблении на все сутки планируемого года (сезона, недели) весьма велика. Неопределенность этой информации снижается при переходе к осредненным характеристикам режима, т. е. к характеристикам, отфильтрованным от случайных возмущений, таких как нарушение электроснабжения, экстремальные отклонения природных условий от среднестатистических и т. д. Поэтому на уровне планирования решаются различные задачи баланса энергии, определяемой за расчетный интервал времени Δt. В связи с размерностью параметра «выработка электроэнергии» (кВт·ч) баланс энергии с $\Delta t = 1$ ч количественно совпадает с балансом мощности, полагаемой на практике постоянной в течение часового интервала времени. Этим объясняется факт, что при суточном планировании режима энергосистемы решаемую задачу обычно называют балансом мощности.

Следующий этап анализа задач связан с нахождением к р и т е р и е в с о о т в е т с т в и я р е ж и м а ц е л и у п р а в л е н и я. Здесь необходимо отметить, что на стадии планирования отсутствует производимый в рамках технологического процесса продукт — вырабатываемая электроэнергия. Поэтому формирование управляющего воздействия — плана связано с определенными трудностями. Эти трудности преодолеваются лишь в том случае, если ЭЭС рассматривается как единая система, функционирующая на всех временны́х уровнях, однако они сохраняются на стадии планирования. Сказанное позволяет достаточно ясно понять причину н е о п р е д е л е н н о с т и и м н о ж е с т в е н н о с т и критериев выбора планового режима.

Множество критериев выбора режима определяется множест-

вом локальных целей, образующих внешнюю и собственную цели ЭЭС.

Так, локальная цель полноты удовлетворения электро- и водопотребителей формирует критерий

$$\sum_{l=1}^{L} P_l(t) + P_{\text{пот}}(t) + P_{\text{пер}}(t) - N_{\text{ГЭС}}(t) - P_{\text{деф}}(t) - N_{\text{ТЭС}}(t) = 0, \quad (18.1)$$

где $\sum_{l=1}^{L} P_l(t)$ — суммарная мощность электропотребителей ЭЭС; $P_{\text{пот}}(t)$ — потери мощности при производстве, передаче и распределении электроэнергии; $P_{\text{пер}}(t)$ — внешний переток мощности ЭЭС; $P_{\text{деф}}(t)$ — дефицит мощности в ЭЭС;

$$\sum_{m=1}^{M} Q_{\text{отб}m}(t) + Q_{\text{н.б}}(t) + \Delta Q(t) - Q_{\text{пр}}(t) - \sum_{m=1}^{M} Q_{\text{возвр}m}(t) - Q_{\text{деф}}(t) = 0, \quad (18.2)$$

где $Q_{\text{отб}m}$ — отбор воды из водохранилища ГЭС m-м водопользователем в момент времени t; $\sum_{m=1}^{M} Q_{\text{отб}m}(t)$ — суммарный отбор воды водопользователями ВХС; $Q_{\text{возвр}m}(t)$ — возврат воды m-м водопользователем в момент времени t; $\Delta Q(t)$ — потери воды из водохранилища; $Q_{\text{деф}}(t)$ — дефицит воды в ВХС.

Локальная цель бесперебойности энергоснабжения формирует критерий

$$P_{\text{деф}}(t) = 0, \quad (18.3)$$

или при трансформации этой локальной цели в условиях дефицита мощности в ЭЭС

$$P_{\text{деф}}(t) = \min\{P_{\text{деф}}(t)\}, \quad (18.4)$$

или

$$\int_t P_{\text{деф}}(t)\,dt = \min\left\{\int_t P_{\text{деф}}(t)\,dt\right\}. \quad (18.5)$$

Эти же локальные цели при выполнении критерия (18.1) формируют критерии

$$P_{\text{пот}}(t) = \min\{P_{\text{пот}}(t)\}; \quad (18.6)$$

$$P_{\text{пер}}(t) \geqslant P^*_{\text{пер}}(t) \quad \text{и т. д.}, \quad (18.7)$$

где $P^*_{\text{пер}}(t)$ — заданный переток.

Аналогично формируется множество критериев удовлетворения внешней цели ВХС по критерию (18.2).

Локальные цели, образующие собственную цель ЭЭС, формируют следующие критерии:

безопасность функционирования элементов ЭЭС требует выполнения технологических ограничений, среди которых для ГЭС можно отметить

$$N_{\text{ГЭС}}(t) \leqslant N^{\text{раб}}_{\text{ГЭС}}(t); \quad (18.8)$$

$$z_{\text{в.б}}(t) \leqslant z_{\text{ФПУ}} \quad (18.9)$$

поддерживание нормального эксплуатационного режима требует выполнения условий устойчивости ЭЭС и внутренних ограничений зон нежелательной работы агрегатов электростанций и других элементов ЭЭС;

оптимальное расходование собственных ресурсов формирует критерий

$$\mathcal{Э}_{\text{кас}} = \max\left\{\int_t \sum_{j=1}^{J} N_{\text{ГЭС}\,j}(t)\,dt\right\}; \quad (18.10)$$

$$W_{\text{кас}} = \min\left\{\int_t \sum_{j=1}^{J} Q_{\text{ГЭС}\,j}(t)\,dt\right\}; \quad (18.11)$$

$$W_{\text{ГЭС}\,j} = \min\left\{\int_t Q_{\text{ГЭС}}(t)\,dt\right\}; \quad (18.12)$$

$$B_{\text{ЭЭС}} = \min\left\{\int_t \sum_{k=1}^{K} B_{\text{ТЭС}k}(t)\,dt\right\}; \quad (18.13)$$

$$B_{\text{деф}} = \min\left\{\int_t \sum_{\alpha=1}^{A} B_{\text{деф}\,\alpha}(t)\,dt\right\}; \quad (18.14)$$

$$\delta N_{\text{ТЭС}} = \min\left\{\sum_{k=1}^{K} \delta N_{\text{ТЭС}k}(t)\right\} \quad \text{и др.}, \quad (18.15)$$

где $\mathcal{Э}_{\text{кас}}$ — выработка электроэнергии каскадом из J ГЭС; $W_{\text{кас}}$ — объем гидроресурса каскада из J ГЭС; $W_{\text{ГЭС}\,j}$ — объем гидроресурса j-й ГЭС каскада; $B_{\text{ТЭС}k}$ — расход условного топлива k-й ТЭС ЭЭС; $B_{\text{деф}\alpha}$ — расход дефицитного топлива α ТЭС ЭЭС; $\delta N_{\text{ТЭС}}$ — колебания мощности ТЭС и АЭС ЭЭС.

Так как собственная и внешняя цели удовлетворяются совместно и каждая из них формирует хотя бы один критерий, задача выбора оптимального режима энергосистемы с ГЭС представляет собой задачу многокритериальной оптимизации.

Необходимо отметить и тот факт, что множество критериев (18.1)—(18.15) может быть дополнено другими формальными и частично формальными критериями, отражающими конъюнктурные условия эксплуатации энергосистем, организационную структуру управления ею, личные пристрастия управляющего персонала ЭЭС. К ним прежде всего относятся критерии максимального приближения к задаваемой диспетчером или техно-

логом модели (минимального отклонения от нее), в число которых включаются и модели (18.10)—(18.15).

Задание множества критериев по сути дела представляет собой построение модели формирования альтернатив, так как отбор критериев, учитываемых при выборе режима, реализуется на основе принятой модели управления. Модель управления в свою очередь определяет степень агрегирования информации, на основании которой строится модель технологического процесса ЭЭС с ГЭС, т. е. определяет вид технологической модели, включаемой в множество моделей этого типа.

Таким образом, рассматриваемый этап разработки режима есть не что иное, как этап выработки решения. На основе множества технологических моделей и критериев формируется множество альтернативных режимов ЭЭС и каскада ГЭС, из которого на этапе принятия решения должен быть выбран единственный режим, принадлежащий множеству допустимых режимов.

Принятие решения может осуществляться на основе формальных или неформальных критериев, добавляемых к множеству учтенных альтернативных критериев. При этом должно быть достигнуто максимальное сужение допустимой области параметров режима ЭЭС, которое не вызовет ухудшения показателя качества, характеризующего лучший из альтернативных режимов.

Анализ задач выбора планового и оперативного режимов ЭЭС и каскадов ГЭС позволяет построить систему задач, инвариантную к временно́му или организационному иерархическому уровню управления ГЭС в энергосистеме, построенную по принципу выбора решения (рис. 18.1).

Конкретная структура задач системы выбора режима зависит от стадии его разработки (планирование, коррекция, контроль и диагностика состояния информации о фактическом режиме) и принятой технологической цепочки управления. Пример соста-

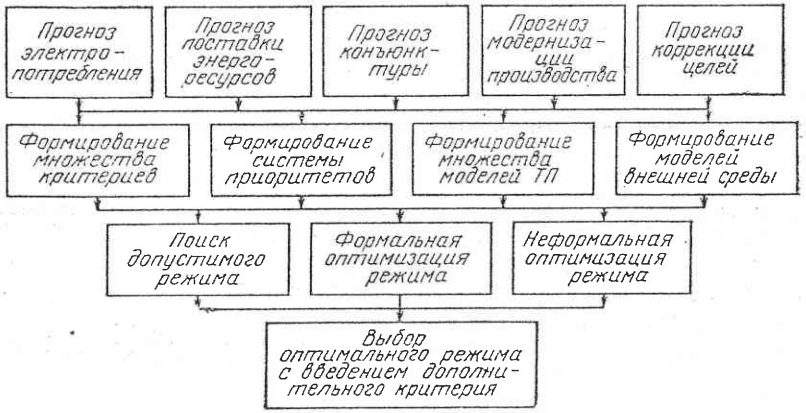


Рис. 18.1. Структура задач выбора режима каскада ГЭС в энергосистеме

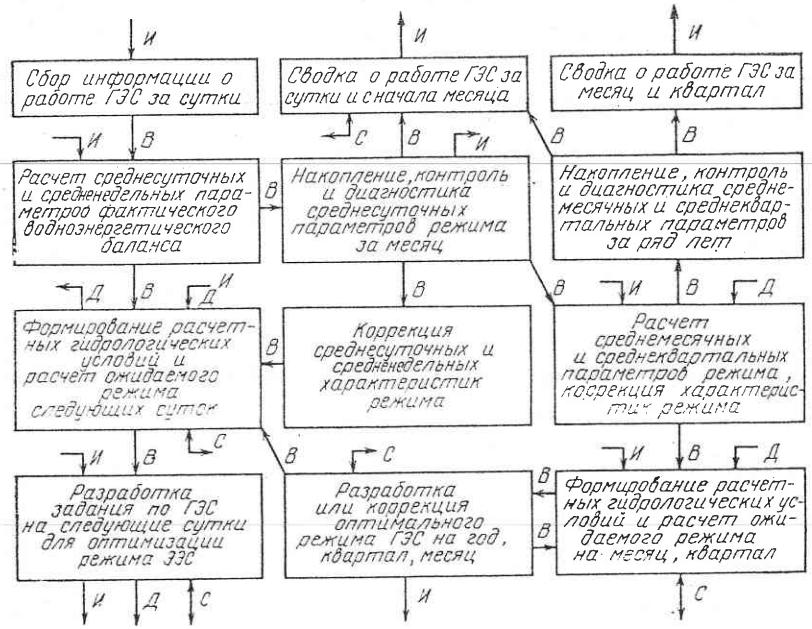


Рис. 18.2. Укрупненная схема потоков информации в пространстве задач управления режимами ГЭС:

И — известительная информация; *В* — внутренняя информация; *С* — согласующая информация; *Д* — директивная информация

ва задач и потоков информации, циркулирующей внутри (внутренняя) и вне (известительная, согласующая и директивная) технологической службы управления режимами ГЭС диспетчерского управления ЭЭС, представлен на рис. 18.2. Он показывает, что между теоретической и практической технологиями разработки режима (рис. 18.1 и 18.2) имеется существенная разница, которая убывает по мере внедрения в управленческую деятельность средств автоматизации.

Рассмотрим структурные схемы решения плановых и оперативных задач разработки режима каскада ГЭС в энергосистеме с учетом развития АСДУ ЭЭС.

18.2. ДОЛГОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ

Задача долгосрочного планирования режимов работы ГЭС — это одна из задач планирования режима энергосистемы. Эта задача относится ко второму сверху уровню временно́й иерархии управления АСДУ. Положение ее по временно́й иерархии предполагает и определенный организационный уровень ее решения, как уже было сказано ранее. Взаимосвязь уровней организационной и временно́й иерархий естественно просматривается при формировании целевой структуры решения задачи долгосрочного планирования режимов эксплуатации.

Анализ технологических элементов ЭЭС, требующихся для удовлетворения целей управления энергосистемой (см. § 18.1), показывает, что их удовлетворение возможно в том случае, когда в состав управляемого объекта входят не только электростанции, но и средства транспорта энергии до потребителя, средства распределения энергии и т. д. Другими словами, рассматриваемая задача может решаться на всех уровнях организационной иерархии, включающей указанные элементы. В случае работы на изолированную нагрузку одной ГЭС задача может решаться на уровне электростанции, но при этом управление ею должно быть совмещено с управлением упрощенной энергосистемой: ГЭС, линия электропередачи, распределительная подстанция, распределительная сеть.

Внешняя цель ЭЭС может быть определена как собственная цель отрасли. Существует и ряд условий, которые должны быть удовлетворены совместно с достижением собственной цели. Они формируются в виде ограничений, т. е. системы действий, ограничивающих выбор средств и путей удовлетворения собственных и внешних целей, которые требуют безусловного, обязательного выполнения. В связи с тем, что внешние цели энергосистем в то же время являются собственными целями других отраслевых систем и их подразделений (часто того же уровня, что и энергосистема), их возможный конфликт неразрешим только на этом уровне организационной иерархии. Требуется вмешательство более высокого организационного уровня — межотраслевого, на котором производится координация целей или действий отраслевых систем. В случае удовлетворения всех целей на данном организационном уровне для каждого управляемого объекта энергосистемы формируется координирующее воздействие в виде планового задания, определяющего условия функционирования всех элементов энергосистемы, в том числе и ГЭС.

Задачи, позволяющие построить систему принятия решения на уровне долгосрочного планирования, удовлетворяющего поставленным целям, могут быть представлены в виде некоторой подсистемы принятия решения, имеющей собственную иерархическую структуру. На рис. 18.3 показаны основные задачи, которые должны быть решены для удовлетворения поставленной цели энергосистемы. Технико-экономические показатели определяют параметры режима и его оценки, т. е. составляют плановое задание, которое после утверждения становится директивным документом, осуществляющим координирующее воздействие на элементы нижнего уровня.

В представленной подсистеме задачи планирования режимов ГЭС состоят из определения запасов гидроресурсов и режима их использования, определения состояния (ресурса) гидроэнергетического оборудования и составления заявок на его ремонт.

Решение основной задачи текущего планирования режима работы ГЭС представлено иерархической структурой на рис. 18.4.

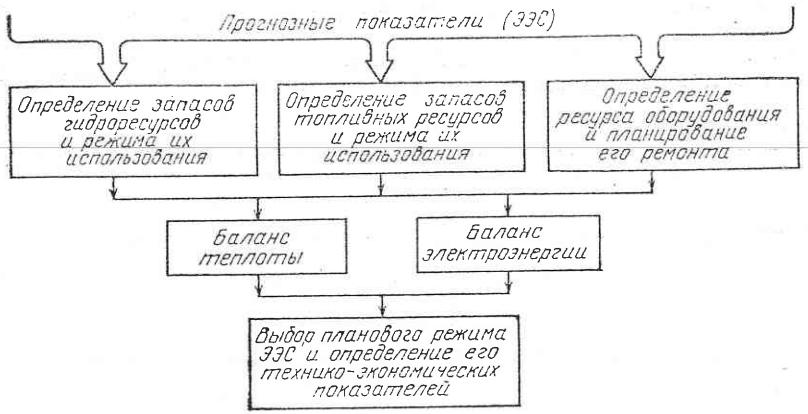


Рис. 18.3. Структура задач долгосрочного планирования режима энергосистемы

Важное значение для составления достоверного плана имеет состав и качество входной информации.

Для эффективного планирования режимов нужно обеспечить необходимую полноту и достоверность входной информации, состав которой в общем виде можно представить следующим образом:

график нагрузки энергосистемы, составленный на основании соотношения (18.1);

гидрологический прогноз в виде годового стока рек и его обеспеченности, квартального стока или среднего расхода и его обеспеченности, месячного среднего расхода, причем прогнозируются только ближайшие квартал и месяц;

прогноз режимных ограничений, удовлетворяющих водохозяйственную систему (максимальные и минимальные отметки бьефов, отборы воды из водохранилища) и т. д.;

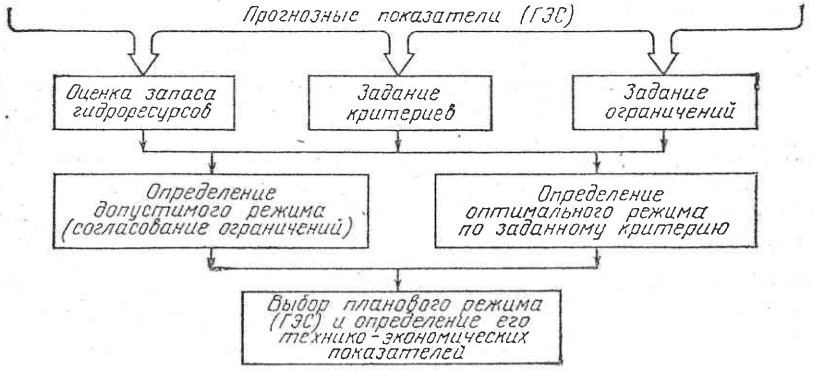


Рис. 18.4. Структура задач долгосрочного планирования режима ГЭС в энергосистеме

прогноз ремонтной мощности на ГЭС и ввода новых мощностей;

характеристики бьефов ГЭС с учетом их динамики, учитываемой, например, заданием времени добегания воды между створами ГЭС;

характеристики ГЭС и ее оборудования с учетом суточной, недельной и сезонной неравномерности режима их работы;

характеристики ТЭС;

схемы каскадов и ряд других показателей.

Оценивая требующуюся для решения информацию, можно отметить тот факт, что большинство входных параметров характеризуются высокой степенью неопределенности. Так, при годичном планировании режимов гидрологические прогнозы, потребление электроэнергии и ввод новых мощностей имеют наибольшую неопределенность и задаются чаще всего наиболее вероятными значениями или средней обеспеченностью. Прогноз режимных ограничений, ремонтной мощности, оценки неравномерности режима ГЭС и ТЭС для построения их среднеинтервальных характеристик представляют собой статистически определенную информацию. Только схема каскада и характеристики бьефов могут считаться заранее определенными, но лишь в том случае, если они учитывают текущее изменение ситуации, а не только проектные параметры.

Таким образом, можно говорить, что решение задачи годичного планирования режимов ГЭС осуществляется на основании неопределенной информации, т. е. план представляет собой по сути дела математическое ожидание параметров режима (отметок, расхода, мощности).

Уточнение входной информации практически невозможно из-за специфики регламента планирования.

Структура планирования режима работы ГЭС, как показано на рис. 18.4, достаточно ясно указывает на тот факт, что центральной задачей в ней, позволяющей удовлетворить основные цели планирования, является оптимальное распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС энергосистемы по заданному критерию. Остальные задачи при решении которых приходится преодолевать не меньшие трудности, обеспечивают центральную задачу информацией, вследствие чего могут трактоваться как вспомогательные. Здесь важно еще и то, что данные, используемые вспомогательными задачами, связывают систему текущего планирования режимов ГЭС с другими системами долгосрочного планирования, например ремонта оборудования, прогноза графика электропотребления и т. д.

Как уже было отмечено, большая часть информации, требующейся для планирования режимов ГЭС, имеет высокую степень неопределенности. Поэтому для осуществления планирования требуется решить ряд задач, с помощью которых эти неопределенности частично раскрываются, т. е. суживается множество неопределенности планирования.

Оценка запасов гидроресурсов — задача определения состояния водохранилищ ГЭС на начало периода планирования. Ее решение возможно путем сравнения текущих показателей состояния водохранилищ с теми, которые представляются технологически необходимыми. Информация для решения задач поступает в потоке обратной связи ГЭС (отчетная информация) и содержит текущие отметки водохранилищ, по которым может быть определена достижимость желаемого уровня воды в водохранилище, который обеспечивает гарантированную отдачу ГЭС в планируемый период. Наиболее характерные отметки для задач текущего планирования режимов — НПУ и УМО, что в известной степени определяет период планирования — водохозяйственный год (с апреля по март).

Гидрологический прогноз — задача, которая, как указывалось в § 3.5, решается вне энергетической системы в Государственном комитете СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды и его службах в союзных республиках, краях и областях. Гидрологическая информация весьма неопределенна. Располагаемый объем ее представляется недостаточным для текущего планирования, а планирование в вероятностной форме неприемлемо для решения текущих хозяйственных задач. Поэтому весьма актуально определение каким-либо способом расчетного гидрографа реки и ее притоков.

Составление расчетного гидрографа в связи со сказанным весьма затруднительно. Наибольшие трудности связаны с реализацией вероятностного прогноза стока при реализации планирования режимов. Поэтому наиболее часто расчетный гидрограф представляется в детерминированной форме. Практически это выражается в выборе гидрографа при средней обеспеченности, т. е. вероятности его появления, равной 0,5 и выше. На выбор обеспеченности влияют ее прогноз, степень водохозяйственного использования реки на всем ее течении, статистика последних лет и др. С этим связан выбор в качестве расчетного гидрографа 50 % обеспеченности при учете прогноза стока на ближайший месяц и квартал. Решение задачи осуществляется в основном неформальными методами, хотя в настоящее время разрабатываются и формальные методы, реализуемые в виде машинных алгоритмов и программ.

Прогноз рабочей мощности представляет собой самостоятельную задачу, при решении которой определяется план вывода агрегатов ГЭС в капитальный и текущий ремонты, что снижает рабочую мощность ГЭС. Здесь же учитываются потребности энергосистемы в резервной мощности.

Задание критериев и задание ограничений — задачи, сходные по своей сути (см. § 18.1), однако на практике их обычно разделяют. Решение этих задач в целом совпадает с приведенным в § 18.1 при формировании множества критериев. Результат их решения выражается в обобщенных показателях, как будет указано ниже.

Определение допустимого режима в простейшем случае сводится к проверке совместности системы ограничений. В том случае, если ограничения конфликтны, делается попытка разрешить этот конфликт ослаблением ограничивающих условий,

которые в этом случае подлежат согласованию на межотраслевом уровне. Другими словами, здесь находится вариант решения многокритериальной задачи межотраслевого уровня.

Определение оптимального режима по заданному критерию предполагает формирование множества альтернатив допустимых режимов. При этом критерии выбираются из числа заданных в результате решения задачи более высокого иерархического уровня (см. рис. 18.4). Критерии, естественно, могут быть формальными и неформальными.

Выбор планового режима осуществляется введением дополнительных критериев, суживающих зону равноэффективных режимов. Решение этой задачи будет формальным или неформальным в зависимости от вида дополнительного критерия.

Критерии оптимальности планирования режима ГЭС должны отражать внутренние цели текущего планирования, причем цель экономичности планируемого режима становится одной из основных. С точки зрения экономически оптимального планирования режимов ГЭС целесообразно применять критерии, составляющие подмножество критерия минимизации суммарных народнохозяйственных затрат.

Анализ опыта эксплуатации энергосистем показал, что в структуре затрат энергосистемы наибольшее значение имеет топливная составляющая эксплуатационных издержек, что ведет к необходимости снижения именно издержек на топливо, расходуемое на ТЭС. Поэтому в качестве основного критерия оптимальности планирования обычно принимают минимизацию топливных издержек. Но их определение связано с немалыми трудностями, связанными с необходимостью совместного планирования режимов энергосистем, добычи, транспорта и хранения топлива. Это повлияло на переход к более частному критерию — минимизации расхода дефицитного топлива на ТЭС. Несмотря на простоту, этот критерий не находит практического применения при построении формальных оптимизационных процедур в силу неопределенности информации о калорийности топлива, доставляемого на электростанции. Все это делает необходимым найти еще более простой критерий, позволяющий решить задачу планирования режимов практически. Таким критерием в настоящее время является минимизация расхода условного топлива на ТЭС энергосистемы. Этот критерий успешно применяется для решения задачи оптимального текущего планирования режимов энергосистем с ГЭС на всех уровнях пространственной иерархии.

Однако использование сформулированного критерия эффективно в энергосистемах, где участие ГЭС велико. В противном случае влияние режима ГЭС на расход топлива несущественно, что делает возможным применение еще более простого критерия — максимизации выработки электроэнергии на ГЭС, что позволяет выделить каскад ГЭС из состава энергосистемы методом развязывания взаимодействий для облегчения решения поставленной задачи планирования режимов ГЭС. Использование этого критерия становится возможным благодаря наличию баланса энергии в энергосистеме: чем больше при прочих равных условиях выработка ГЭС, тем меньше выработки ТЭС, т. е. меньше расход их энергоресурса — топлива. Несмотря на очевидное различие критериев, они имеют взаимосвязь: совпадают в том случае, если расход условного топлива ТЭС линейно зависит от их выработки.

Для реализации автоматизированной процедуры формирования множества альтернативных режимов необходимо найти способ формального задания всех видов информации, используемой для построения технологической модели планирования.

Модель потребления электроэнергии энергосистемой (график нагрузки по среднеинтервальным показателям) представляется в виде упорядоченного по времени множества $\{P_{ЭЭС\,i}\}$, где $i \in [t_0, t_0+T]$; t_0 — начало планируемого периода; T — период планирования. Модель получается, как указывалось выше, в результате решения задачи прогнозирования графика нагрузки и имеет детерминированную форму задания.

Модель притока воды к створам ГЭС задается в виде упорядоченного по времени (возрастанию индекса) множества $\{Q_{б.пр\,i}\}$, где $i \in [t_0, t_0+T]$; $Q_{б\,пр\,i}$ — значение бокового (свободного, незарегулированного) притока воды к ГЭС в i-м интервале времени Δt_i.

Модель технологического процесса на ТЭС задается зависимостью $B_{ТЭС}(N_{ТЭС})$ в виде любого упорядоченного по возрастанию множества $\{N_{ТЭС\alpha} \times B_{ТЭС\alpha}\}$ (где $\alpha \in [0, A]$ — число элементов множества) либо непрерывной функцией вида $B_{ТЭС\,k} = B(N_{ТЭС\,k})$. При этом для удобства выполнения расчетов в соответствии критериями и порождающими их целями все ТЭС энергосистемы задаются моделью одной эквивалентной ТЭС, где $N^{экв}_{ТЭС} = \sum_{k=1}^{K} N_{ТЭС\,k}$; $B(N_{ТЭС})$ эквивалентирует характеристики всех ТЭС.

Модель каскада ГЭС представляется в виде некоторого множества имен кодов ГЭС, указывающих порядок расположения ГЭС в каскаде, источник притока воды к створу, наличие подпирающей ГЭС и т. д.

Модель технологического процесса ГЭС задается зависимостью $N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}, H)$ в виде упорядоченного по возрастанию $N_{ГЭС}$ множества $\{N_{ГЭС\,j\beta} \times Q_{ГЭС\,j\beta} \times H_{j\beta}\}$, где $j \in [0, J]$ — число ГЭС в каскаде; $\beta \in [0, B]$ — число элементов множества для одной ГЭС (число точек характеристики), либо непрерывной функцией $N_{ГЭС\,j} = N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}, H_j)$.

Модель технологических ограничений задается в виде балансовых условий (баланс воды в водохранилище и др.) или в виде двусторонних неравенств $x^{мин} \leqslant x \leqslant x^{макс}$.

Модель режимных ограничений задается в основном в виде неравенств.

Модель оптимизационной процедуры выбирается исходя из критериальной функции и ранее перечисленных моделей. Она имеет вид итерационного процесса, организованного теми или иными способами (методами оптимизации), среди которых для решения рассматриваемой задачи можно отметить методы градиента (простой, приведенный, проективный и др.), динамического или в ряде случаев линейного программирования, случайного поиска и т. д.

Математические модели потребления электроэнергии ЭЭС и притока воды к створам ГЭС задаются непрерывными функциями времени $Q_{б.пр}(t)$, $P_{ЭЭС}(t)$ или множествами, упорядоченными по возрастанию индексов $\{Q_{б.пр\,i}\}$, $\{P_{ЭЭС\,i}\}$.

Модель технологического процесса ТЭС, представленная, как было сказано ранее, функцией $B_{ТЭС}(T_{ТЭС})$, задается для удобства расчетов и экономии

машинной памяти степенным многочленом вида

$$B_{\text{ТЭС}} = b_0 + b_1 N_{\text{ТЭС}} + b_2 N^2_{\text{ТЭС}} + \dots + b_n N^n_{\text{ТЭС}}, \qquad (18.16)$$

где b — коэффициенты аппроксимации многочленом искомой функции. Степень многочлена определяется экспериментальным путем на основании минимизации среднеквадратического отклонения параметров модели от фактической характеристики ТЭС в узлах аппроксимации.

Модель каскада ГЭС задается в виде некоторой шкалы с функциональным позиционированием, т. е. каждой позиции шкалы соответствует код или имя ГЭС, по отношению к которой задаются коды или имена ГЭС, обусловливающих приток воды или подпор данной ГЭС. Если ГЭС расположена в начале (приток к ней определяется естественным притоком реки) или в конце (подпирающая ГЭС отсутствует) каскада, соответствующие коды (имена) выше- или нижележащих электростанций не задаются.

Для каждого гидроузла задаются морфометрические характеристики, т. е. зависимости $z_{\text{в}.\text{б}j}(V_j)$ и $z_{\text{н}.\text{б}j}(Q_{\text{н}.\text{б}j})$, а в случае подпора от нижележащей ГЭС — зависимость $z_{\text{н}.\text{б}j}(Q_{\text{н}.\text{б}j}, z_{\text{в}.\text{б}(j+1)})$, которые обычно имеют вид степенных многочленов одной и двух переменных соответственно.

Модель технологического процесса ГЭС задается тоже в виде многочлена, аппроксимирующего экспериментальную зависимость $N_{\text{ГЭС}j}(Q_{\text{ГЭС}j}, H_j)$.

Модель технологических ограничений включает соотношения

$$P_{\text{ЭЭС}i} + P_{\text{пот}i} + P_{\text{пер}i} - N_{\text{ТЭС}i} - \sum_{j=0}^{J} N_{\text{ГЭС}ij} = 0; \qquad (18.17)$$

$$Q_{\text{н}.\text{б}ij} - Q_{\text{б}.\text{пр}ij} - Q_{\text{в}ij} + \Delta Q_{ij} = 0, \qquad (18.18)$$

где $Q_{\text{н}.\text{б}ij}$ — расход воды в нижний бьеф j-й ГЭС в интервале времени Δt_i; $Q_{\text{в}ij}$ — расход воды из водохранилища j-й ГЭС в интервале времени Δt_i; ΔQ_{ij} — суммарные потери воды из водохранилища j-й ГЭС в интервале Δt_i.

Кроме того, задаются технологические ограничения в виде

$$N^{\text{мин}}_{\text{ГЭС}ij} \leqslant N_{\text{ГЭС}ij} \leqslant N^{\text{раб}}_{\text{ГЭС}ij}; \qquad (18.19)$$

$$N^{\text{мин}}_{\text{ТЭС}i} \leqslant N_{\text{ТЭС}i} \leqslant N^{\text{раб}}_{\text{ГЭС}i}; \qquad (18.20)$$

$$z^{\text{УМО}}_{\text{в}.\text{б}j} \leqslant z_{\text{в}.\text{б}ij} \leqslant z^{\text{НПУ}}_{\text{в}.\text{б}j}, \qquad (18.21)$$

а также условие наполнения водохранилища ГЭС годичного или сезонного цикла регулирования в виде

$$\int_{t_0}^{(t_0+T)} Q_{\text{в}j}(t)\,dt = 0. \qquad (18.22)$$

Модель режимных ограничений в основном связана с режимом воды в бьефах ГЭС и представляется неравенствами

$$Q^{\text{мин}}_{\text{в}ij} \leqslant Q_{\text{в}ij} \leqslant Q^{\text{макс}}_{\text{в}ij}; \qquad (18.23)$$

$$Q^{\text{мин}}_{\text{н}.\text{б}ij} \leqslant Q_{\text{н}.\text{б}ij} \leqslant Q^{\text{макс}}_{\text{н}.\text{б}ij}; \qquad (18.24)$$

$$z^{\text{мин}}_{\text{н}.\text{б}ij} \leqslant z_{\text{н}.\text{б}ij} \leqslant z^{\text{макс}}_{\text{н}.\text{б}ij}; \qquad (18.25)$$

$$z^{\text{мин}}_{\text{в}.\text{б}ij} \leqslant z_{\text{в}.\text{б}ij} \leqslant z^{\text{макс}}_{\text{в}.\text{б}ij}. \qquad (18.26)$$

Ограничение (18.26) задается на основе диспетчерских правил регулирования водохранилищ ГЭС. Ввиду большой неопределенности прогноза электропотребления, как показано в § 18.1, наибольший практический интерес представляют такие линии диспетчерского графика, как линия безопасности сооружений, противосбросная и противопереливная линии. На их основе с учетом прогноза стока на планируемый период и осуществляется задание ограничений (18.26). В большем объеме диспетчерские графики при эксплуатации каскадов ГЭС не используются.

Правильность задания описанных моделей во многом определяет успех планирования режима ГЭС. Поэтому важно учесть те особенности, которые должны быть отражены в используемых для текущего планирования режимов ГЭС моделях. В первую очередь сказанное относится к моделям технологического процесса ГЭС и ТЭС в виде станционных энергетических характеристик, построенных суммированием соответствующих характеристик агрегатов. Такой способ не подходит для задач, где расчетный интервал времени $\Delta t \in [1, 30]$, сут, в силу внутриинтервальной неравномерности режима электростанций. Это делает необходимым соотнести правила построения технологических моделей ГЭС и ТЭС с постановкой задачи текущего планирования их режимов и прежде всего с расчетным интервалом времени.

Под внутриинтервальной неравномерностью режима здесь понимается то, что режим работы электростанций в течение суток изменяется в соответствии с суточным графиком нагрузки. Аналогичная картина наблюдается и внутри недели, месяца и т. д. Тогда текущее планирование режима ГЭС, осуществимое с расчетным интервалом времени, например в 1 мес, должно базироваться на некоторых среднемесячных показателях режима. Это обстоятельство должно находить отражение и в структуре математических моделей технологического процесса ГЭС и ТЭС.

Технологическая модель ГЭС и ТЭС должна учитывать внутриинтервальную неравномерность их режима, причем интервалы осреднения параметров при их построении должны совпадать с расчетными интервалами времени при постановке задачи планирования режимов. Такое положение может быть пояснено следующим образом. Станционные энергетические характеристики, построенные по агрегатным характеристикам, так называемые мгновенные характеристики, позволяют обеспечить баланс мощности в энергосистеме в каждый момент времени в течение суток. При текущем планировании основным балансовым условием является не баланс мощности, а баланс энергии. Станционные энергетические характеристики (модели технологического процесса) должны соответствовать этому условию, что требует построения специальных среднеинтервальных характеристик ГЭС и ТЭС. Наиболее целесообразно при этом использовать методы идентификации, т. е. статистического моделирования.

Координация моделей технологических процессов, т. е. среднеинтервальных и мгновенных характеристик ГЭС, осущест-

вляется на основании соотношения $k_c = N_{ГЭС}/N_{ГЭС}$. Если значение k_c известно, то необходимость идентификации среднеинтервальных характеристик отпадает. В то же время нужно сказать, что определение коэффициента пропорциональности k_c желательно на основании обработки статистических данных о прошедших режимах ГЭС (ретроспективно), что сближает этот подход с применением методов идентификации, упомянутых ранее.

Полученные путем оптимизационного расчета режимы ГЭС еще не являются окончательными для составления плана работы, реализуемого практически. Это прежде всего связано с неполным учетом совокупности целевых требований к планируемому режиму в критериальном условии, а также с высоким уровнем неопределенности используемой входной информации. Точнее не самой информации, а методов раскрытия ее неопределенности путем детерминизации на основании среднестатических оценок. Последнее относится к составлению графика нагрузки энергосистемы, к составлению расчетного гидрографа и к построению статистических среднеинтервальных моделей технологических процессов ГЭС и ТЭС. Совокупность допущений, позволяющих произвести оптимизационный расчет планового режима, определяет «уровень доверия» к результатам расчета. Обычно он недостаточно высок в силу значительности допущения по всем указанным выше способам формирования расчетной модели планирования режима. Поэтому оптимальный по заданному критерию годовой план режимов ГЭС — это лишь основа определения действительного годового плана режима ГЭС по мощности, выработке и удельному расходу. Способы определения действительного плана существенно различны, в большей степени зависят от опыта эксплуатационного персонала технологических служб диспетчерских управлений. Строгая алгоритмизация составления рабочего плана в настоящее время затруднена в силу большого числа неформальных параметров, прежде всего влияющих на образование критерия и системы ограничений, т. е. создающих мощное множество неопределенности, которое затрудняет процесс формализации метода принятия ответственных решений.

18.3. КРАТКОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ

Задача краткосрочного планирования режимов работы энергосистемы предназначена для координации работы электростанций и электрических сетей с целью покрытия суточного графика нагрузки ЭЭС с учетом технологических и режимных ограничений, накладываемых энергетическими и неэнергетическими объектами. Задача состоит в том, чтобы для обеспечения нормального ведения оперативно-диспетчерского управления режимом определить необходимые энергетические ресурсы, учитывая степень аварийности оборудования ЭЭС при соблюдении необходимого уровня надежности его работы.

Задача краткосрочного планирования режимов имеет решение в том случае, когда обеспечено оптимальное с точки зрения экономичности и надежности энергоснабжения распределение нагрузки между электростанциями при соблюдении требований к устойчивости энергосистем и качеству электроэнергии. Краткосрочное планирование режимов ГЭС в этих условиях ориентировано на обеспечение покрытия пиковых нагрузок, осуществление функций нагрузочного и аварийного резервов.

Краткосрочное планирование (суточное, недельное) координирует решения, принятые при текущем планировании — баланс энергии ЭЭС — и при оперативном управлении путем определения условий покрытия ожидаемого суточного (недельного) графика нагрузки — баланс мощности ЭЭС.

Задача краткосрочного планирования режимов ГЭС может решаться на тех уровнях организационной иерархии, которые объединяют группы электростанций, связанных линиями электропередачи.

Различные условия решения задачи связаны с временны́м уровнем ее решения. Так, если в течение расчетного интервала времени текущего планирования внешние условия изменяются незначительно, то выполнение его можно считать гарантированным. В то же время известно, что внешние условия при краткосрочном планировании могут резко изменяться, что, в свою очередь, вызовет необходимость быстрого отхода от ранее спланированного режима, если в процессе планирования не была учтена такая возможность. Это означает, что методы текущего планирования режимов ограниченно применимы к задаче краткосрочного планирования.

Для конкретизации подходов к решению задач краткосрочного планирования нужно разделить процессы суточного и недельного планирования и соответственно способы решения этих задач.

Задача недельного планирования заключается в нахождении выработки электроэнергии каскадом ГЭС за каждые сутки недели, а также соответствующей этой выработке сработки водохранилищ в рабочие и наполнения их в выходные дни.

Аналогичная задача решается при суточном планировании, однако здесь необходимо учитывать и такие быстро текущие процессы, как неустановившееся движение воды в бьефах ГЭС, переходные процессы в ЭЭС, ситуационные изменения и др. Таким образом, суточное планирование ориентировано на максимальный учет условий оперативного ведения режима энергосистемы.

Учитывая общую характеристику задач кратковременного планирования и то обстоятельство, что опыт управления ЭЭС основан на обязательном планировании режима энергосистемы на сутки, недельное планирование можно осуществлять двумя способами:

по аналогии с текущим (годовым) планированием, т. е. путем сведения баланса энергии за каждые сутки недели ($\Delta t = 1$ сут);

путем посуточного расчета режима ЭЭС ($\Delta t = 1$ ч) в течение недели.

Выбор способа осуществления недельного планирования может быть сделан на основе оценки точности и трудозатрат его реализации, или по принципу

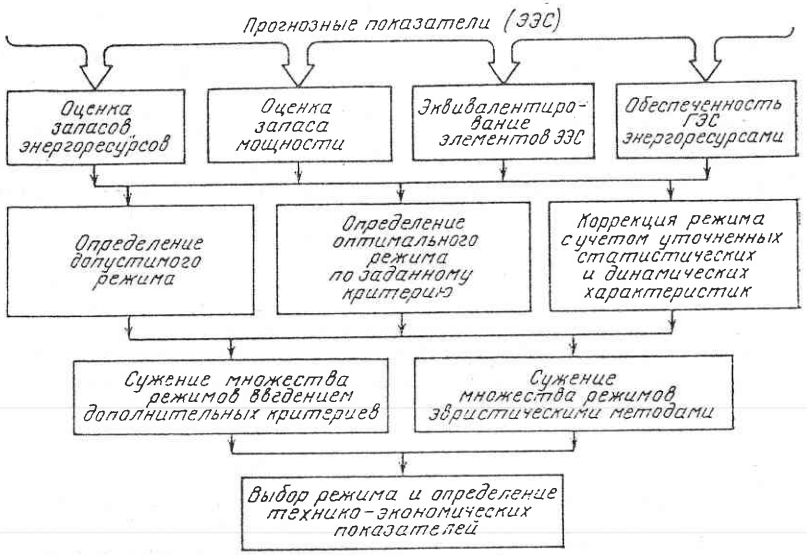


Рис. 18.5. Структура задач краткосрочного планирования режима энергосистемы с ГЭС

альтернативности он переносится на этап выбора режима, полученного обоими альтернативными способами.

Так как задача долгосрочного планирования уже рассмотрена нами и метод ее решения известен, то для полноты описания достаточно рассмотреть метод решения задачи суточного планирования, что позволит понять оба способа планирования режима ЭЭС на неделю. Рассмотрим задачи, входящие в процесс планирования суточного режима ЭЭС с ГЭС, с учетом целей управления энергосистемой.

В соответствии с построенной в § 18.1 структурой системы принятия решений при разработке режима энергосистемы с ГЭС структура задач краткосрочного планирования режима ЭЭС представлена на рис. 18.5. Здесь нужно сделать одно замечание, имеющее принципиальное значение: если при долгосрочном планировании режима ЭЭС необходимо и возможно выделение задач управления ГЭС в отдельную группу, то при краткосрочном планировании такое выделение невозможно. Это значит, что режим ГЭС выбирается совместно с режимом всей ЭЭС, хотя наличие ГЭС в энергосистеме накладывает на структуру краткосрочного планирования специфический отпечаток.

Специфика участия ГЭС в ЭЭС состоит в том, что для гидроэлектростанций характерны:

ограниченность энергоресурсов, расходуемых в течение суток;

изменчивость относительного прироста расхода воды в течение суток, связанная с непостоянством напора ГЭС, которое вызвано неустановившимся движением воды в бьефах (особенно низконапорных ГЭС);

высокая скорость набора мощности, создающая благоприятные условия для использования ГЭС (ГАЭС) в качестве оперативного резерва энергосистемы.

Тогда множество критериев (18.1)—(18.15) преобразуются следующим образом: критерий (18.1) учитывает размещение ГЭС и ТЭС в соответствующих узлах электрической схемы (эквивалентной) ЭЭС

$$\sum_{l=1}^{L} P_l(t) - \sum_{l=m}^{(L-r)} N_{\text{ГЭС}l}(t) - \sum_{l=1}^{(L-r-m)} N_{\text{ТЭС}l}(t) + P_{\text{пот}}(t) + P_{\text{перт}}(t) - P_{\text{дефл}}(t) = 0. \tag{18.27}$$

Критерии, образующие систему ограничений, имеют вид:

$$N^{\text{мин}}_{\text{ГЭС}l}(t) \leqslant N_{\text{ГЭС}l}(t) \leqslant N^{\text{макс}}_{\text{ГЭС}l}(t); \tag{18.28}$$

$$N^{\text{мин}}_{\text{ТЭС}l}(t) \leqslant N_{\text{ТЭС}l}(t) \leqslant N^{\text{макс}}_{\text{ТЭС}l}(t); \tag{18.29}$$

$$P^{\text{мин}}_{\text{лэ}s}(t) \leqslant P_{\text{лэ}s}(t) \leqslant P^{\text{макс}}_{\text{лэ}s}(t); \tag{18.30}$$

$$\Delta N^{\text{мин}}_{\text{ТЭС}l}(t) \leqslant (N_{\text{ТЭС}l}(t) - N_{\text{ТЭС}l}(t-1)) \leqslant \Delta N^{\text{макс}}_{\text{ТЭС}l}; \tag{18.31}$$

$$\frac{1}{T}\int_{t_0}^{(t_0+T)} Q_{\text{ГЭС}l}(t)\,dt = \bar{Q}_{\text{ГЭС}l}. \tag{18.32}$$

где $P_{\text{лэ}s}$ — поток мощности по s-й линии электропередачи; $\Delta N_{\text{ТЭС}l} = N_{\text{ТЭС}l}(t) - N_{\text{ТЭС}l}(t-1)$ — скорость набора мощности ТЭС.

Решение различных задач системы краткосрочного планирования требует использования различных собственных (отражающих неприоритетную локальную цель) критериев. Так, в задаче нахождения допустимого режима используются критерии (18.3) и (18.4) для каждого l-го узла ЭЭС. Оптимизация режима осуществляется при задании критериев (18.6) и (18.13). Коррекция режима с учетом динамических характеристик бьефов ГЭС требует введения дополнительных ограничений, среди которых — амплитуда колебания уровня воды в заданном створе, достижение заданного уровня верхнего бьефа ГЭС в конце расчетного периода и ряд других. Сужение множества режимов основано на повторном решении задачи формальной или неформальной (эвристической) оптимизации с введением дополнительных критериев, например (18.7), (18.14) и др.

Решение перечисленных задач возможно в том случае, если все рассматриваемые процессы имеют достаточно хорошие модели. Поэтому моделирование технологического процесса, т. е. формирование его расчетных моделей (альтернативных), составляет отдельную задачу. Сложность или простота, вид расчетной модели зависят от числа учитываемых в ней факторов, которыми иногда можно пренебречь при отсутствии внешних требований к режиму ГЭС. Существенную роль здесь играет отмеченный па-

радокс принятия решения: чем быстрее нужно принять решение, тем менее точным оно будет, и наоборот. Поэтому *выбор расчетной модели суточного планирования должен основываться на совокупности оценочных и оптимизационных, эвристических и математических моделей, скомпонованных таким образом, чтобы процесс принятия решения мог быть прерван в любой момент появления ограничений на время выбора без потери результата.* Иными словами, планирование представляет собой множество моделей различного типа, на основании которых получается результат с различной степенью детализации, различным временем решения, различным объемом требуемой информации. На основании таких моделей можно получить множество режимов, которые ожидаются в планируемые сутки при различных условиях реализации процесса планирования.

Наиболее трудный этап планирования — выбор наилучшего решения из множества ожидаемых (принятие решения) и назначение планового режима. Основная трудность здесь заключается в том, что сам выбор должен осуществить без помощи кого-либо или чего-либо технолог, полностью отвечающий за качество принятого решения, так как назначенный режим становится законом для исполнения управляемыми ГЭС. Причем технолог несет ответственность за правильность координирующего вмешательства, отрицательные последствия которого выходят из-под контроля и переходят в цикл оперативного управления, т. е. в ведение диспетчера энергосистемы.

Для организации более надежной и более объективной по сравнению с чисто автоматической и «человеческой» системой принятия решения о плановых режимах работы ГЭС ЕЭС СССР на всех уровнях временной иерархии в настоящее время разрабатывается информационно-вычислительная система (ИВС) энергетических расчетов для ЦДУ ЕЭС СССР. Оперативный персонал технологической службы обеспечен следующими вычислительными возможностями: комплексами оптимизационных и имитационных (вариантных) моделей, работающих с общей информационной базой; информационной системой, позволяющей автоматически принимать, контролировать, накапливать, хранить и находить требуемые для соответствующих расчетов данные; системой оперативной связи между человеком и ЭВМ, обеспечивающей высокий уровень удобства работы технолога.

Важной функцией ИВС стал анализ режима и диагностика его изменения при работе ГЭС в энергосистеме. Уже сейчас в состав задач подсистемы управления гидроэлектростанциями включаются задачи анализа плановых режимов, т. е. задачи определения причин и значений отклонения параметров назначаемого режима от формально оптимального. Таким путем можно оценить факторы, влияющие на процесс принятия решения в смысле несовпадения планового и формально оптимального режимов. Так же можно оценить достоверность и полноту

оптимизационных моделей, применяемых для расчета ожидаемого режима.

Отдельная функция ИВС — диагностика состояния объекта управления. Она подразумевает проведение специальных расчетов по уточнению и адаптации функциональных моделей ГЭС, уточнению условий использования тех или иных формальных критериев оптимальности. Для осуществления этой цели в состав ИВС включаются специальные алгоритмические и информационные задачи, которые позволят проводить указанные расчеты с использованием информации, поступающей в ИВС с нижних уровней организационной иерархии по требованию (запросу) уровня, производящего диагностическое исследование.

Таким образом ИВС позволит замкнуть контур автоматизированного управления по информации обратной связи — отчетной (для ведения нормальных режимов) и диагностической (для определения изменения состояния ГЭС и отклонения их режимов от нормальных).

Однако использование ИВС не исключает из контура управления специалиста-технолога. Это важное условие функционирования автоматизированной системы управления режимами ГЭС нужно подчеркнуть еще раз — *только человек в автоматизированной системе управления энергосистемой принимает ответственное решение, т. е. он не только принимает окончательное решение, но и несет за него полную ответственность.*

18.4. ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ГЭС В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Оперативное управление режимами энергосистем представляет собой основную задачу системы управления энергетикой, удовлетворяющую внешние цели. Именно при оперативном управлении осуществляются такие способы вмешательства энергосистем в процессы организации деятельности электростанций, которые могут быть названы технологическим процессом, т. е. прямое воздействие на устройства, непосредственно включенные в технологический процесс производства и передачи электроэнергии.

Основой для оперативного управления является оперативный (суточный) план ведения режимов энергосистемы. В случае, если план учитывает все возможные режимные ситуации и цели управления энергосистемой, реализация оперативного управления связана прежде всего с контролем выполнения этого плана. В случае, если при планировании не были учтены какие-либо специфические условия работы энергосистемы, оперативное управление предназначено для удовлетворения основной цели энергосистемы помимо плана, т. е. в рамках оперативного управления требуется осуществлять принятие решения о назначении текущего (мгновенного) режима элементов энергосистемы и осуществить непосредственное воздействие на их регулирующие органы.

Для оперативного управления характерна одна особенность формирования внешней цели — внешняя цель подвержена ситуационным изменениям, причины которых отмечены в § 18.1. При этом внешняя цель в зависимости от ситуации трансформируется и образует некоторую иерархическую систему (рис. 18.6). Каждый из уровней иерархии связан с состоянием энергосистемы и определяется стратегией выживания экономической системы промышленного производства. Эта иерархия целей и позволяет осуществление такого метода регулирования мощности, как отключение некоторых потребителей. При этом сохранение энергетики как отрасли также входит в состав внешней цели. Отсюда хорошо видно, что именно на стадии оперативного управления внешние и собственные цели энергосистемы максимально сближаются. Этим обстоятельством вызывается существование ситуационной иерархии собственной цели и цели экономичности, согласованной с приведенной иерархией внешней цели. Важность самосохранения энергосистемы, т. е. постепенное превращение в основную цель, нарастает по мере усложнения условий ее функционирования, в том числе развития тяжелых системных аварий. Другими словами, цель самосохранения является координирующей по отношению к другим целям оперативного управления.

В соответствии с собственными целями энергосистемы и при учете внешних целей определяются основные задачи, решаемые на уровне энергосистемы в цикле оперативного управления (рис. 18.7).

Эти задачи решаются диспетчером энергосистемы и представляют собой в основном задачи управления электрическими режимами. Так, с их помощью определяются балансы активной и реактивной мощности энергосистемы, значения токов и напряжений контролируемых электрических связей, альтернативные действия по предотвращению возникновения аварийного режима, режим в аварийных и послеаварийных условиях, возможные последствия изменения плановых режимов и т. д. Задача коррекции планового режима по сути дела связывает уровни планирования и оперативного управления и решается совместно диспетчерской и технологической службами.

Управление режимами ГЭС в оперативном цикле осуществляется прежде всего на основании правил ведения электрических режимов, так как гидроэлектростанции являются одним из основных элементов энергосистемы, способных оперативно изменять режим работы в достаточно широком диапазоне. Посредством ГЭС осуществляются регулируемые межсистемные связи, поддержание частоты и аварийный «подхват» мощности. Таким образом, ГЭС и ГАЭС все более становятся элементами обеспечения нагрузочного (частотного) и аварийного резервирования энергосистем.

Именно этим условием и вызывается необходимость решения задач оценки последствий изменения режимов

Рис. 18.6. Ситуационная иерархия внешней цели энергосистемы при оперативном управлении

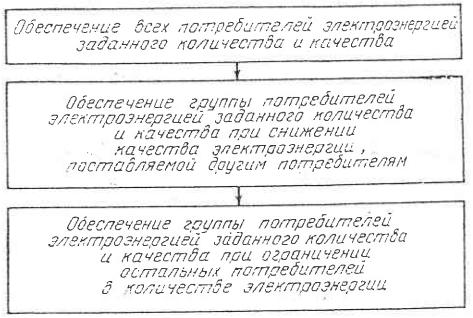
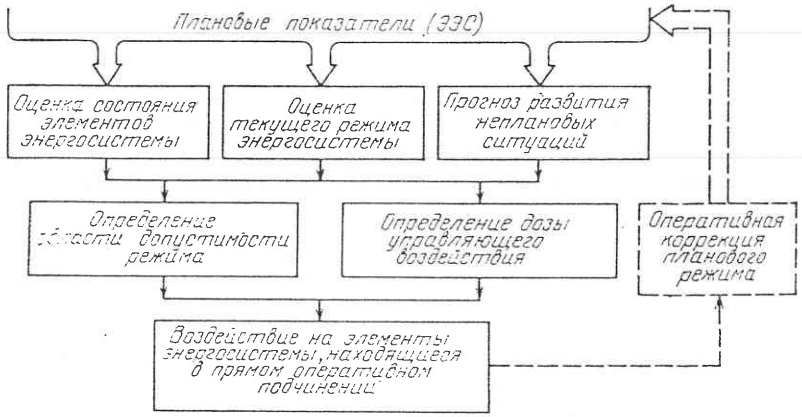


Рис. 18.7. Структура задач оперативного управления энергосистемой



работы ГЭС, коррекции их суточных, а иногда и недельных режимов. Поэтому в составе задачи мгновенной ситуативной коррекции режимов предусматривается функция быстрой оценки режима водохранилищ ГЭС, привлеченных к работе по графику неплановых нагрузок. Решение этой подзадачи имеет двоякое значение. Во-первых, достигается возможность оценки эффективности сработки того или иного водохранилища, если сразу несколько ГЭС по условиям электрического режима могут быть привлечены к покрытию неплановых нагрузок. Во-вторых, появляется возможность оценить длительность привлечения ГЭС к регулированию неплановой мощности с точки зрения сохранения ее регулирующих функций и способностей в будущие периоды оперативного управления.

С последним выводом тесно связана необходимость решения задачи коррекции планового режима, которая, строго говоря, не должна входить в функции диспетчерского персонала. Она и решается диспетчерами совместно с технологами, но участие первых в коррекции плана необходимо, так как на его основе диспетчерская служба должна вести режим энергосистемы до момента получения следующего суточного плана.

Методы решения задачи коррекции планового режима работы ГЭС совпадают с теми, которые применяются при нормальном планировании суточного режима. Но эта мера не исчерпывает потребностей оценки последствия непланового режима. В некоторых случаях необходимо произвести соответствующую коррекцию текущего плана. При этом с учетом парадокса принятия решения (чем быстрее, тем менее детально) основную тяжесть решения задач коррекции несут быстрые оценочные модели планирования режимов. И лишь при наличии достаточного времени для подробного рассмотрения ситуации могут применяться оптимизационные модели.

Одним из важнейших звеньев автоматизации оперативного управления является система автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) энергосистемы. Автоматизация регулирования необходима в силу быстрого течения процессов рассогласования, т. е. потребности в высокой скорости и точности принятия решения о дозе и месте приложения управляющего воздействия. Воздействие должно быть передано непосредственно со щита управления энергосистемы на управляющие органы систем регулирования электростанций и распределительных подстанций. Благодаря этому достигается высокий уровень централизации управления, обеспечивающий скорость и координируемость принимаемых решений. Таким образом, САРЧМ имеет два основных организационных уровня — ЕЭС СССР и ОЭС.

Функции системного резерва, привлеченного к регулированию частоты и мощности, возложены на группу выделенных электростанций, в которую в первую очередь включаются ГЭС и ГАЭС, а затем ГРЭС, имеющие достаточно высокую скорость набора нагрузки.

Централизованная САРЧМ (ЦСАРЧМ) имеет следующие основные функции:

регулирование межсистемного перетока мощности со статизмом по частоте;

ограничение перетока по межсистемным высоковольтным воздушным линиям (ВЛ) в случае их перегрузки;

изменение мощности любой электростанции, привлеченной к регулированию частоты и мощности, а также мощности потребителей-регуляторов и регулируемой нагрузки.

Взамен первой функции может быть введено дополнительно астатическое регулирование частоты и межсистемных перетоков.

Каждая из перечисленных функций осуществляется в соответствии с заданным законом регулирования. Регулирование перетока со статизмом по частоте реализует закон

$$\Delta P_{\text{пер}}+k\Delta f=0, \tag{18.33}$$

где k — коэффициент статизма; астатическое регулирование перетока — закон $\Delta P_{\text{пер}}=0$; астатическое регулирование частоты $\Delta f=0$; ограничение перетока $\Delta P_{\text{пер}}^{\text{огр}}=0$.

Значение задания неплановой мощности ΔP_τ определяется суммарным значением приращений управляющего воздействия за все циклы вмешательства с использованием соотношения

$$\Delta P_\tau(t)=\sum_{\tau=1}^{T}\Delta U_\tau(t), \tag{18.34}$$

где τ — номер цикла; T — число циклов вмешательства с момента начала регулирования до данного момента времени t; ΔU_τ — приращение внепланового задания за τ-й цикл регулирования. Приращение управляющего воздействия для всех объектов регулирования определяется из соотношений

$$\Delta U=c_{\text{рег}}(\Delta P_{\text{пер}}\alpha_1+k\Delta f\alpha_2)\Delta t_{\text{рег}}; \tag{18.35}$$

$$\Delta U=\pm c_{\text{огр}}\Delta P_{\text{огр}}\Delta t_{\text{огр}}, \tag{18.36}$$

где $\Delta P_{\text{пер}}$ и Δf — отклонения перетока и частоты от заданных значений; $\Delta P_{\text{огр}}$ — превышение заданного значения (уставки) перетока по ВЛ; $\Delta t_{\text{рег}}$ — длительность цикла регулирования; $c_{\text{рег}}$ и $c_{\text{огр}}$ — весовые коэффициенты регулирования и перетока; α_1 и α_2 — коэффициенты настройки модели (18.35), принимающие значения $\alpha=0$ или $\alpha>0$. Выражение (18.35) позволяет определить дозу управляющего воздействия при регулировании перетока и частоты по всем указанным законам. Из выражения (18.36) находится значение воздействия при ограничении перетока.

Распределение регулирующего воздействия ΔU между электростанциями осуществляется пропорционально коэффициентам долевого участия, которые в общем случае различаются при осуществлении той или иной функции САРЧМ. Коэффициенты долевого участия задаются оперативно-диспетчерским персоналом. Защиты и блокировки действия САРЧМ предусмотрены при следующих нарушениях режима работы ЕЭС СССР или неисправности ее элементов: нарушении синхронной работы частей ЕЭС СССР; аварийном отключении отдельных ВЛ, не приводящем к делению ЕЭС СССР на несинхронно работающие изолированные системы; неисправности устройств ЦСАРЧМ на объектах регулирования; прекращении управления ЦСАРЧМ вследствие срабатывания устройств противоаварийной автоматики или неисправности канала связи; отказе центрального ядра ЦСАРМ.

Режимы блокировки и защиты используются для координации регулирующих воздействий, полученных по различным функциям САРЧМ. Так, например, блокируется воздействие САРЧМ на объекты, где эти воздействия противоположны. Блокируются сначала функции нижнего уровня (регулирование перетока и частоты), затем среднего (ограничение перетока мощности). В этом случае в действии остается лишь функция ручной коррекции мощности объектов, выделенных для участия в регулировании рассматриваемых параметров состояния энергосистемы.

Автоматизация регулирования частоты и мощности в настоящее время опирается на средства вычислительной техники, используемые в АСДУ.

Часть 4

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

ГЛАВА 19

ВВЕДЕНИЕ В ПРОЕКТИРОВАНИЕ

19.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Многолетний опыт проектирования гидроэлектростанций показывает, что лишь в редких случаях состав и компоновка их сооружений, используемый напор и мощность определяются местными условиями однозначно. Почти всегда использование рассматриваемого участка реки возможно по нескольким схемам (плотинным или деривационным) при разнообразной компоновке сооружений, определяющей различные энергетические характеристики гидроэлектростанций. Типы и размеры сооружений при этом также могут быть различными, причем каждое отдельное сооружение должно быть запроектировано достаточно надежным в эксплуатационном отношении.

Организация проектирования должна обеспечить разработку проекта гидроэлектростанции и всех ее сооружений с учетом многовариантности возможных решений.

Проектирование гидроэнергетических объектов делится на два этапа: предпроектное и проектное.

Предпроектный этап включает основные стадии:

разработку схем комплексного использования и охраны водных ресурсов; разработку «Схемы развития и размещения электроэнергетики»;

составление технико-экономического обоснования (ТЭО) или технико-экономических расчетов (ТЭР) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения действующих объектов гидротехнического назначения.

При проектировании других энергетических объектов предпроектный этап также включает «Схему развития и размещения электроэнергетики». Кроме того, для тепловых и атомных электростанций составляется ТЭО, а для теплоэлектроцентралей составляется схема теплоснабжения района.

Проектный этап как для гидроэнергетических, так и для других энергетических объектов также включает две основные стадии:

составление проекта;

разработку рабочей документации, в том числе основные положения правил использования водных ресурсов водохранилища.

Для технически несложных гидротехнических объектов проектный этап состоит из одной стадии — рабочего проекта.

Порядок разработки проектно-сметной документации в одну стадию — рабочий проект или в две стадии — проект и рабочая документация определяется в ТЭО (ТЭР).

Стадии проектирования и требования к содержанию каждой стадии могут быть изменены и уточнены. При проектировании должны соблюдаться требования соответствующих ведомственных инструкций, которые также подвергаются систематическому пересмотру и уточнению.

Финансирование проектно-изыскательских работ, связанных с составлением схем комплексного использования и охраны водных ресурсов и схем развития и размещения электроэнергетики, осуществляется за счет средств государственного бюджета.

Финансирование проектно-изыскательных работ, связанных с составлением ТЭО, ТЭР, проекта, рабочего проекта, рабочей документации осуществляется за счет капиталовложений по соответствующей отрасли. В гидроэнергостроительстве на проектно-изыскательские работы тратится более 5 % объема капиталовложений в строительно-монтажные работы по соответствующим объектам.

Основной организацией по изысканию и проектированию крупных гидроэлектростанций является Всесоюзный ордена Ленина проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт Гидропроект им. С. Я. Жука.

Для решения отдельных вопросов, связанных со строительством гидроузлов и водохранилищ Гидропроект на субподрядных началах привлекает специализированные проектные и научно-исследовательские организации: ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева (исследование сооружений), Гипроводхоз (мелиорация и сельское хозяйство), Гипролестранс (переустройство лесного хозяйства), Гипрозем (землеустройство), Энергосетьпроект (электросетевое строительство), Гидрорыбпроект (рыбное хозяйство), Гипроречтранс (водный транспорт), Водоканалпроект (водоснабжение и водоотведение), Институт океанологии (гидрология морей), Институт географии и Институт общей и коммунальной гигиены (охрана окружающей среды) и т. д.

19.2. СХЕМА КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЫ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

Современное и перспективное состояние водного хозяйства характеризуется многоотраслевым характером водохозяйственных мероприятий, которые могут вносить существенные изменения в природные условия, экономику народного хозяйства и жизнь обширных групп населения. Эта специфика водного хозяйства требует особого подхода к проектированию комплексного использования и охраны водных ресурсов.

Схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов определяют целесообразность, характер, масштабы, очередность, а также экономичность осуществления основных водохозяйственных, гидротехнических и других мероприятий в соответствии с задачами и требованиями народного хозяйства.

Эти схемы являются основным документом для планирования проектно-изыскательских работ, решения задач по развитию и размещению производительных сил отдельных экономических районов, учета водного фактора при разработке долгосрочных планов развития отдельных отраслей народного хозяйства на перспективу.

Схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов служат исходным документом для обоснования распределения водных ресурсов между заинтересованными отраслями, разработки мероприятий по охране вод от загрязнения и истощения, а также по предотвращению вредного воздействия вод.

В зависимости от назначения различаются генеральные, бассейновые и локальные (по отдельным водотокам) схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов. Кроме того, схемы могут быть союзного и республиканского значения.

Схемы, в которых разрабатываются принципиальные направления развития водного хозяйства всей страны, нескольких союзных республик или укрупненных экономических районов, а также бассейновые схемы пограничных рек относятся к категории схем союзного значения.

Схемы, решения которых направлены на обеспечение водными ресурсами развития народного хозяйства в пределах территории одной союзной республики и не вносят изменений в условия водообеспечения народного хозяйства смежных республик (при наличии межреспубликанских водных источников), могут относиться к категории схем республиканского значения.

Генеральные схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов имеют союзное значение, бассейновые и локальные схемы по отдельному водотоку могут быть как союзного, так и республиканского значения. Генеральные схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов разрабатываются для всей территории СССР и для территории союзных республик. Они выявляют основные направления мероприятий по обеспечению потребности в воде и решают все перечисленные выше задачи в масштабе страны в целом и по отдельным союзным республикам.

В составе генеральных схем обосновываются основные положения перспективного развития водного хозяйства с оценкой капиталовложений и обоснованием основных направлений проектно-изыскательских и научно-исследовательских работ, необходимых для обеспечения планового развития водохозяйственного строительства.

Бассейновые схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов разрабатываются по речным бассейнам или их отдельным частям, по бассейнам озер и морей. Они уточняют поверхностные и подземные водные ресурсы территорий бассейнов и районов, базирующихся на их водных ресурсах, обосновывают масштабы и очередность конкретных водохозяйственных мероприятий, необходимых для перспективного водообеспечения народного хозяйства, поддержания оптимальных водных, солевых и гидробиологических режимов рек, озер и морей, охраны водных ресурсов от загрязнения и истощения. Бассейновые схемы обосновывают меры по предотвращению эрозии почв, борьбе с наводнениями и другими проявлениями вредного воздействия вод.

Локальные схемы или схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов отдельных водотоков (рек) на основе технических исследований и экономического анализа определяют характер, масштабы и очередность гидротехнического строительства на реке, обеспечивающего водоснабжение, развитие орошения, использование энергетического потенциала, развитие водного транспорта, проведение санитарно-оздоровительных мероприятий и мероприятий по охране природы, увеличение рыбопродуктивности, защиту от вредных воздействий воды (наводнений, селевых потоков, зажоров и заторов), разрушения берегов и опасных русловых процессов.

При составлении локальных схем изучаются перспективы развития всех отраслей народного хозяйства, заинтересованных в использовании рек. Изучаются природные условия, позволяющие оценить количественную и качественную характеристику водного ресурса, инженерно-строительные условия отдельных участков долины реки. Намечаются возможные створы сооружений. Проводятся водохозяйственные расчеты, устанавливающие степень соответствия намеченного регулирования стока требованиям отдельных компонентов водохозяйственного комплекса. Одновременно проводится проектирование сооружений по отдельным створам, имеющее целью определить параметры водохранилищ и ГЭС и дать стоимостную оценку намечаемым решениям. Все инженерные решения по гидроузлам должны быть подкреплены данными, характеризующими топогеодезические, гидрологические и геологические условия по створу.

На основе водноэнергетических и стоимостных данных по предварительно намеченным вариантам разбивки реки на ступени определяются установленная мощность ГЭС, интервалы подпорных отметок, полезные объемы водохранилищ.

Створы гидроузлов обычно выбираются несколько выше крупных городов. Так размещены большинство гидроэлектростанций на Днепре, Волге и других реках.

Подпорные отметки отдельных ступеней желательно назначать такими, чтобы каждая нижележащая ступень несколько подпирала вышележащую. Это дает известный выигрыш в напоре,

а также обеспечивает в эксплуатации большую свободу маневрирования мощностями ГЭС в течение суток (вплоть до полной остановки ГЭС в ночные часы) без нарушения судоходства и работы водозаборов в нижнем бьефе для орошения, водоснабжения и т. д. На равнинных реках в обжитых районах часто затопления оказываются решающим фактором выбора подпорных отметок.

В результате намечается несколько вариантов схемы использования, из которых выбирается оптимальный на основе соответствующих технико-экономических расчетов.

Локальные схемы обычно предусматривают реконструкцию реки на большом протяжении, тем самым могут вноситься глубокие изменения в природную обстановку. Характер этих изменений и их воздействие на растительный и животный мир, водную и воздушную среду, в целом на природный комплекс должны быть освещены в схеме. Также должны быть намечены мероприятия по охране чистоты вод и устранению вредных воздействий.

Из выбранного варианта схемы должен быть выделен первоочередной объект, который должен удовлетворять возросшие требования к использованию водных ресурсов, не закрывать возможности дальнейшего эффективного освоения реки и являться наилучшим решением на данном этапе развития экономики страны.

Вопросы, возникающие при составлении локальных схем, аналогичны тем, что решаются и на последующих этапах проектирования (см. § 19.4). Однако полнота и глубина инженерных исследований меньшие, чем, например, в ТЭО (ТЭР). При разработке локальных схем широко используются методы обобщений и аналогий, рекогносцировочных обследований и облегченных изысканий. Более подробно исследуются инженерные условия только по первоочередному объекту.

Схемы союзного значения рассматриваются и утверждаются Госпланом СССР по согласованию с Госстроем СССР. Схемы республиканского значения — Госпланами союзных республик.

19.3. СХЕМА РАЗВИТИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Обоснование рационального развития и размещения электроэнергетики осуществляется при составлении предпланового документа «Схема развития и размещения электроэнергетики». Схема разрабатывается в два этапа: определяются задачи и основные показатели развития отрасли и предусматриваются мероприятия по рациональному сочетанию отраслевого и территориального развития; проводятся необходимые расчеты для обоснования целесообразности проектирования и строительства объектов в первом пятилетии и в первые два-три года следующего пятилетия.

Проект отраслевой схемы после первого этапа разработки рассматривается Советами Министров союзных республик

и Советом по изучению производительных сил при Госплане СССР, после чего уточняется на втором этапе. Не позднее чем за 2,5 года до очередной пятилетки отраслевая схема представляется на согласование в Госплан СССР, после чего при необходимости осуществляется ее доработка. Окончательно согласованная и утвержденная Госпланом СССР отраслевая схема является исходной базой для подготовки проектов Основных направлений экономического и социального развития СССР и очередного пятилетнего плана.

Гидроэнергетическая часть отраслевой схемы включает основные разделы: анализ современного состояния развития и размещения гидроэнергетической подотрасли; основные предпосылки развития гидроэнергетики; концепция перспективного развития и размещения электроэнергетики; определение оптимального варианта развития и размещения отрасли.

При составлении «Схемы развития и размещения электроэнергетики» рассматриваются варианты гидроэнергетического строительства, которые отличаются как числом перспективных объектов, так и сроками ввода их в эксплуатацию. Выбор оптимального варианта производится на основе технико-экономических расчетов.

Для выбранного в схеме варианта по объектам гидроэнергетического строительства определяются: объемы капиталовложений с выделением их части на строительно-монтажные работы;

распределение капиталовложений по годам строительства и пятилеткам;

определение объема капиталовложений по структуре (ГЭС, ГАЭС) и направлениям (новое строительство; расширение, реконструкция, техническое перевооружение);

занятость подрядных строительных организаций;

потребность в поставках основного оборудования и требования к развитию энергомашиностроительной отрасли;

объемы основных видов строительных и монтажных работ, потребность в строительных машинах и механизмах;

потребность в ресурсах — трудовых, земельных и пр.;

программа проектно-изыскательных работ.

Для обновления и уточнения данных, используемых в «Схеме развития и размещения электроэнергетики», а также для выдвижения первоочередных объектов гидроэнергостроительства периодически составляются районные схемы развития гидроэнергетики.

19.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Решение о проектировании намечаемых к строительству объектов принимается по крупным и сложным предприятиям и сооружениям на основании технико-экономических обоснований (ТЭО) строительства, а по другим предприятиям, зданиям и сооружениям — на основании технико-экономических расчетов

(ТЭР), обосновывающих хозяйственную необходимость и экономическую целесообразность их строительства.

ТЭО и ТЭР гидроэнергетического объекта являются проектными документами и разрабатываются на основе утвержденных «Схемы развития и размещения электроэнергетики» и «Схем развития и размещения производительных сил по экономическим районам и союзным республикам».

Для ГЭС и ГАЭС установленной мощностью более 30 МВт разрабатываются ТЭО, для ГЭС и ГАЭС установленной мощности менее 30 МВт — ТЭР. К разработке ТЭО и ТЭР обычно разрешается приступить за 3—5 лет до начала строительства гидроэнергетического объекта. В состав ТЭР входят в основном те же разделы, что и в ТЭО, но многие из них значительно сокращаются. Например, применяются унифицированные сооружения, типовое оборудование и др.

ТЭО (ТЭР) составляются по объектам, рекомендуемым в схемах к первоочередному строительству, и разрабатываются на полное развитие объектов. Если ввод объекта намечается очередями, то определяются параметры первой и последующих очередей строительства.

В ТЭО (ТЭР) осуществляется вариантная проработка основных вопросов, которая проводится в таком объеме и с такой степенью детализации, чтобы обеспечить их сопоставимость при выборе технических решений.

В ТЭО (ТЭР) уточняется расположение створа гидроузла и принимается решение по выбору площадки для строительства.

Подготовка материалов по выбору площадки для строительства осуществляется с учетом земельного, водного, лесного законодательства, а также законодательства о здравоохранении, охране окружающей среды с учетом проектов районной планировки городов (поселков). Для выбора площадки строительства создается комиссия из представителей заинтересованных организаций.

Для выбранной площадки строительства уточняются геологические характеристики, развертываются изыскания по топогеодезическому и геологическому обоснованию проектируемых сооружений. Проводятся водохозяйственные расчеты, которые являются исходной базой для проектирования оборудования и проведения технико-экономических расчетов.

В ТЭО (ТЭР) гидроэнергетических объектов осуществляется:

выбор отметки НПУ, объема водохранилища, условий регулирования стока;

выбор установленной мощности ГЭС и условий выдачи мощности ГЭС в энергосистеме;

выбор компоновки сооружений гидроузла, типов сооружений;

определение ориентировочных объемов работ и общепланировочных архитектурных решений;

обоснование технических решений для основного технологического оборудования;

обоснование экономически оправданных мероприятий по водохранилищу в зоне нижнего бьефа;

составление календарного плана строительства, обоснование потребности в материальных и трудовых ресурсах, составление транспортной схемы;

определение сметной стоимости строительства и составление плана финансирования;

определение технико-экономических показателей и эффективности строительства;

распределение затрат между участниками водохозяйственного комплекса;

соответствие проекта новейшим достижениям отечественной и зарубежной науки и техники;

изучение влияния комплекса сооружений на окружающую среду. Особое внимание уделяется охране чистоты воды и сохранению уникальных природных объектов.

Эти вопросы решаются с учетом комплексного использования водных ресурсов. По заказу генерального проектировщика специализированные проектные организации выполняют свои разделы ТЭО по ирригации, водному транспорту, рыбному хозяйству, земельному переустройству и пр. Их выводы должны согласовываться с основными данными проекта и учитываться в водохозяйственных и экономических расчетах.

Научно-исследовательские работы в ТЭО выполняются в объеме, необходимом для обоснования принципиальных технических решений.

Сметная стоимость строительства гидроузла не должна превышать утвержденную в ТЭО.

ТЭО проектируемых ГЭС и ГАЭС рассматривается и утверждается Госпланом СССР по представлению Минэнерго СССР; ТЭР — утверждается приказами Минэнерго СССР, главных производственных управлений Минэнерго СССР, министерств энергетики и электрификации союзных республик.

Утвержденные ТЭО и ТЭР являются основанием для включения объекта в план финансирования, получения строительного титула и начала подготовительных строительных работ.

19.5. ПРОЕКТ

В связи с большой сложностью конструктивных решений, многообразием природных условий и высокой капиталоемкостью строительства гидроэлектростанций и водохозяйственных комплексов проектирование их после утверждения ТЭО, как правило, ведется в две стадии — проект и рабочая документация. По технически несложным гидротехническим объектам проектно-сметная документация разрабатывается в одну стадию — рабочий проект.

При проектировании гидроэнергетических объектов необходимо обеспечивать высокий технический уровень строительства путем использования новейших достижений отечественной и зарубежной науки, техники и передового опыта.

В проекте гидротехнических объектов осуществляется решение следующих вопросов:

выбор створа водоподпорных сооружений, местоположения плотины, здания ГЭС, бассейнов и здания ГАЭС, распределительных устройств высокого напряжения, водосбросных и деривационных сооружений, а также месторасположения поселков, производственной базы строительства, карьеров, границы водохранилища и территорий подтопления и переработки берегов;

разработка генерального плана гидроэнергетического комплекса, выбор компоновки и типов основных сооружений, внутрипостроечные и внешние транспортные коммуникации;

выбор технологического оборудования ГЭС и ГАЭС, схемы выдачи мощности, схемы электроснабжения строительства, главной схемы электрических соединений, схемы собственных нужд, средств и системы управления и связи;

определение конструктивных объемно-планировочных и архитектурных решений постоянных и временных зданий и сооружений;

организация эксплуатации гидротехнического комплекса, включая ремонт основного оборудования;

применение автоматизированных систем управления как объекта в целом, так и его отдельными частями;

организация производства работ и осуществление строительства в установленные сроки, применение автоматизированных систем управления строительством;

освоение проектных мощностей объекта с выделением очередей строительства;

обеспечение эксплуатационными и строительными кадрами и создание жилищно-бытовых условий для них;

охрана окружающей среды, включая охрану недр, растительного и животного мира, природного ландшафта и др.;

разработка мероприятий, связанных с подготовкой зоны водохранилища и нижнего бьефа гидроузла;

рациональное использование территории, выбранной в ТЭО под строительство;

установление исходных данных для составления сметы, которая должна уточнять и расшифровывать пообъектно стоимость гидроузла в пределах определенного в ТЭО (ТЭР) лимита.

При разработке проекта рассматриваются и при необходимости уточняются вопросы, решенные в ТЭО (отметка НПУ, полный и полезный объем водохранилища и бассейнов ГЭС и ГАЭС, выработка электроэнергии, объемы и режимы водоподачи для орошения, водоснабжения, судоходства, рыбного хозяйства и других целей).

При разработке проектов гидроэнергетических объектов рассматривается целесообразность их ввода в эксплуатацию в процессе строительства при незаконченных основных сооружениях.

Когда строительство и ввод в эксплуатацию гидротехнических сооружений целесообразно осуществлять отдельными пусковыми комплексами, то в технологическом и других разделах проектов их следует выделять. В их состав включаются объекты основных сооружений, вспомогательного и обслуживающего назначения, т. е. все объекты, обеспечивающие нормальные условия временной или постоянной эксплуатации каждого пускового комплекса, предусмотренного проектом, и нормальные санитарно-бытовые условия для работающих, а также объекты, связанные с защитой окружающей среды от загрязнения.

19.6. РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРАВИЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ ВОДОХРАНИЛИЩ

Разработкой рабочей документации заканчиваются проектирование, необходимое для строительства. Рабочая документация для нужд строительства составляется как основной проектной организацией, так и ее группой рабочего проектирования на строительной площадке, а также специализированными организациями.

Рабочая документация для строительства предприятий, здания и сооружения гидротехнического комплекса разрабатывается и выдается проектной организацией заказчику после утверждения проекта (рабочего проекта) комплектно на объект или вид работ в целом или на этапы работ. Это обеспечивает возможность расчетов между заказчиком и подрядной строительной организацией за законченный объект или этапы работ.

При разработке рабочей документации также выполняются необходимые изыскательские, научно-исследовательские, экспериментальные и опытные работы, предусмотренные в проекте, производятся уточнение и детализация принятых проектом решений в той степени, в которой это необходимо для производства строительно-монтажных работ.

В состав рабочей документации для строительства гидроэнергетического объекта должны входить рабочие чертежи, сметы, ведомости объемов строительных и монтажных работ.

К окончанию строительства составляются исполнительные чертежи всех сооружений в том виде, в каком эти сооружения были фактически построены.

Кроме того, на стадии рабочей документации разрабатываются *«Основные положения правил использования водных ресурсов водохранилища»*, которые *являются основным документом, на основании которого должно вестись управление режимом водохранилищ построенных ГЭС.*

Основные положения разрабатываются организацией, составляющей проект ГЭС, или организацией, проектирующей режимы работы ГЭС в водохозяйственной и энергетической системе на основе водноэнергетических расчетов, и включают рекомендации по наиболее целесообразному порядку обеспечения водой водопотребителей и водопользователей.

В основных положениях должна предусматриваться безопасность подпорных сооружений, образующих водохранилище, а также безопасность населения и хозяйства прибрежной зоны водохранилища и речной долины на нижележащем участке.

Основные положения по водохранилищам новых ГЭС подготавливаются и утверждаются к моменту наполнения водохранилища до отметки НПУ и ввода гидроузла в постоянную эксплуатацию.

Ввод водохранилища в постоянную эксплуатацию допускается после осуществления в верхнем и нижнем бьефах водохранилища всех необходимых мероприятий по подготовке водопользователей и водопотребителей к новому гидрологическому режиму.

Утвержденные «Основные положения правил использования водных ресурсов водохранилищ» являются документом, обязательным для использования водных ресурсов данного водохранилища.

Технические документы, регламентирующие режим работы водохранилища и связанных с ним сооружений в нормальных эксплуатационных условиях, разрабатываются в соответствии с Основными положениями.

Использование водных ресурсов в период начальной эксплуатации водохранилища регламентируется специальными временными правилами.

ГЛАВА 20

ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГЭС

20.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Водноэнергетические расчеты используются для определения энергетических показателей ГЭС, т. е. мощности и вырабатываемой энергии, а также для определения зависимости энергетических показателей ГЭС от ее параметров (см. гл. 2). Расчеты, в результате которых получают не энергетические показатели ГЭС (мощность и выработку энергии), а значения расходов воды, объемов и уровней воды в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС, называются водохозяйственными, они имеют вспомогательное значение и подчиняются основной задаче проведения водноэнергетических расчетов. Водохозяйственные расчеты приобретают самостоятельное значение при отсутствии в составе гидроузла гидроэлектростанции или при определении режима водоподачи отраслям, заинтересованным только в поддержании определенных уровней и расходов воды.

Водноэнергетические расчеты производятся для построенных, эксплуатируемых, строящихся и проектируемых ГЭС.

Для построенных и эксплуатируемых ГЭС, когда все параметры ГЭС, т. е. установленная мощность, отметки НПУ и УМО, полезный объем водохранилища и другие, известны и могут изменяться лишь в особых случаях, водноэнергетические расчеты используются для определения оптимального режима работы ГЭС в составе энергетической и водохозяйственной систем (см. гл. 18).

Для строящихся ГЭС водноэнергетические расчеты проводятся для определения режима ГЭС в период начального наполнения водохранилища. В этом случае параметры ГЭС являются переменными и зависят от степени завершенности строительства подпорных сооружений, ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС, а также заполнения водохранилища.

Для проектируемых ГЭС водноэнергетические расчеты необходимы для выбора ее оптимальных параметров. Расчеты проводятся для разных значений параметров ГЭС (отметки НПУ, УМО, установленной мощности и т. д.). На основании этих расчетов определяются зависимости энергетических показателей (выработка электроэнергии, установленная и гарантированная мощность) от основных ее параметров (отметки НПУ, длины деривации и т. д.). При проведении водноэнергетических расчетов для проектируемых ГЭС их основные параметры рассматриваются как переменные величины, принимаемые в качестве независимых аргументов. Функциями этих независимых аргументов являются энергетические показатели проектируемой ГЭС, которые также рассматриваются как переменные величины и используются при проведении энергоэкономического обоснования.

Под гарантированной мощностью понимается среднемесячная мощность, которой ГЭС располагает в маловодных условиях расчетной обеспеченности в момент прохождения годового максимума нагрузки.

20.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Последовательность расчетов регулирования стока при проектировании режима работы ГЭС определяется назначением объекта, требованиями водопотребителей, наличием уже существующих ГЭС на реке, местными условиями и т. д.

При наличии схемы использования водных ресурсов бассейна реки и выбранном створе гидроузла последовательность расчетов следующая:

подбор и установление исходных топографических, гидрологических, метеорологических данных, необходимых для водохозяйственных и водноэнергетических расчетов;

определение необходимых для нужд водопотребителей уровней и расходов воды в верхнем и нижнем бьефах;

определение зависимостей гарантированной мощности и среднемноголетней выработки от параметров гидроузла и установленной мощности ГЭС;

оценка многолетних характеристик режима работы ГЭС при выбранных на основе технико-экономических расчетов параметрах ГЭС;

определение режима работы ГЭС в период временной эксплуатации, режима начального наполнения водохранилища;

определение порядка пропуска весеннего половодья и летне-осенних паводков через гидроузел для установления типа, числа и размеров водопропускных сооружений в составе гидроузла. Определение форсированного уровня верхнего бьефа при пропуске паводка расчетной обеспеченности;

установление режима работы водохранилища, обеспечивающего интересы всех заинтересованных отраслей народного хозяйства;

разработка диспетчерских правил управления режимом работы водохранилища.

Все водохозяйственные и водноэнергетические расчеты проводятся исходя из работы ГЭС на перспективное водопотребление и водопользование в условиях, которые по планам развития народного хозяйства будут существовать через 5—15 лет после выхода водохранилища на режим нормальной эксплуатации. В дальнейшем по мере развития народного хозяйства и изменения требований отраслей к режиму водоподачи проектные показатели ГЭС корректируются с учетом фактического состояния системы. Изменение показателей работы ГЭС возможно также и за счет сооружений новых ГЭС, расположенных выше по течению реки.

Степень надежности водоподачи или расчетная обеспеченность для каждой отрасли народного хозяйства устанавливается технико-экономическими расчетами, а в водохозяйственных и водноэнергетических расчетах принимается заданной.

Расчетная обеспеченность стока принимается примерно в следующих пределах, %:

Энергетика	85—95
Водный транспорт	85—95
Орошение	75—90
Водоснабжение	90—99
Защита от наводнений	5—0,01
Санитарные требования	Бесперебойные с расчетным рядом

Методы обоснования расчетной обеспеченности приведены в § 23.6.

На завершающем этапе расчетов регулирования стока разрабатываются диспетчерские правила управления режимами работы водохранилища ГЭС, которые представляют собой зависимость отдачи (мощности ГЭС, расхода воды в нижний бьеф, забора воды в оросительные каналы из верхнего бьефа и т. д.) от уровня воды в водохранилище и обычно приводятся в графическом виде. По диспетчерским графикам даются рекомендации по режиму работы ГЭС при вероятностном характере прогноза речного стока. Эти рекомендации зависят только от той информации, которая бывает известна к рассматриваемому моменту времени. Схематически диспетчерский график работы водохранилища ГЭС годового регулирования стока

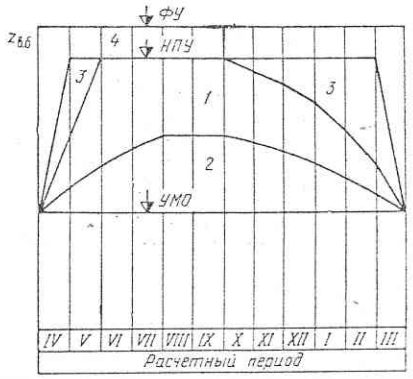


Рис. 20.1. Диспетчерский график работы водохранилища годового регулирования стока

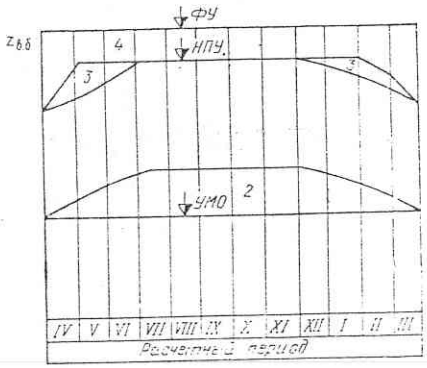


Рис. 20.2. Диспетчерский график работы водохранилища многолетнего регулирования стока

представлен на рис. 20.1. К основным зонам диспетчерского графика относятся: зона гарантированной энергетической отдачи *1*, зона сниженной (по сравнению с гарантированной) энергетической отдачи *2*, зона повышенной (по сравнению с гарантированной) энергетической отдачи *3*, зона принудительной сработки водохранилища *4*.

При уровне воды в водохранилище, соответствующем одной из зон диспетчерского графика, назначается режим работы водохранилища ГЭС. Часто зоны *2* и *3* разбиваются на несколько подзон, характеризующихся более плавным снижением (в зоне *2*) или повышением (в зоне *3*) энергоотдачи ГЭС. При многолетнем регулировании речного стока диспетчерские графики имеют более сложный характер. В этом случае для каждого участника водохозяйственного комплекса (ВХК) строится свой диспетчерский график (рис. 20.2).

Порядок построения диспетчерских графиков.

1. Определяется положение линии, разграничивающей зоны гарантированной *1* и сниженной *2* энергоотдачи. С этой целью для водохранилищ годового регулирования стока производятся водохозяйственные и водноэнергетические расчеты по маловодным годам на гарантированную энергоотдачу. Маловодные годы принимаются близкими по обеспеченности к расчетному. Нижняя огибающая изменения уровней воды в водохранилище наносится на график в системе координат $z_{в.б}$, T, где T — расчетный временной интервал. Для водохранилищ многолетнего регулирования стока аналогичное построение производится по маловодным периодам, включающим несколько маловодных лет. Окончательное положение линии разграничения устанавливают после проведения расчетов по всему имеющемуся гидрологическому ряду наблюдений.

2. Устанавливается граница зоны принудительной сработки водохранилища *4*, исходя из необходимости опорожнения водохранилища до требуемой отметки к началу половодья.

Положение этой отметки определяется по расчетам пропуска половодья расчетной обеспеченности, зависящей от класса гидроузла и его места в каскаде гидроузлов на реке. Другим фактором, определяющим положение отметки предполоводной сработки водохранилища, является изменение уровней по расчетам сработки в многоводные зимы многоводных лет — как нижняя огибающая возможного изменения уровней. В период летне-осенней межени нижняя граница зоны принудительной сработки совпадает с НПУ, а верхняя — с уровнем форсировки.

3. Зона повышенной энергоотдачи *3* отделяется от зоны гарантированной энергоотдачи *1* с целью уменьшения холостых сбросов и увеличения выработки электроэнергии на ГЭС. Граница между этими зонами определяется как верхняя огибающая изменения уровней водохранилища в маловодные годы.

4. Зоны повышенной *3* и сниженной *2* энергоотдачи разбивают на несколько подзон. Это позволяет уменьшить размеры холостых сбросов и увеличить выработку электроэнергии на ГЭС (в зоне *3*) и уменьшить глубину снижения энергоотдачи за пределами расчетной обеспеченности (в зоне *2*).

Диспетчерские графики используются как при отсутствии прогноза стока, так и при его наличии. В этом случае прогнозы стока должны учитываться при определении энергоотдачи на последующий интервал времени.

Схемы диспетчерских графиков, приведенных на рис. 20.1 и 20.2, могут изменяться в зависимости от требований участников ВХК, глубины регулирования стока, гидрологической характеристики реки и т. д. Иногда шкалу времени разбивают на две части: подвижную, ограниченную началом и концом весеннего половодья, и неподвижную для периода летней и зимней межени.

Диспетчерские графики подлежат пересмотру и уточнению по мере изменения условий работы ГЭС, состава регулирующих сток водохранилищ в бассейне реки, требований участников ВХК и т. д.

20.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Расчеты регулирования стока реки производятся в предположении, что в период эксплуатации ГЭС физико-географические и климатические условия остаются более или менее неизменными. Это предположение позволяет использовать для расчетов результаты прошлых лет наблюдений за гидрологическим режимом реки в створе проектируемого гидроузла.

Такое предположение в известной мере условно, так как известно, что климат не является неизменным, а меняется как под воздействием изменения влияющих на него факторов, так и под влиянием человеческой деятельности на водосборе. Повышение культуры земледелия, увеличение глубины вспашки, развитие снегозадержания на полях, уменьшение залесенности, развитие орошения и осушения должны оказывать влияние на водный баланс значительных территорий. Однако в настоящее время достаточно надежных количественных оценок влияния того или иного фактора на элементы климата и на расчетные характеристики стока реки не разработано.

Для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов необходимы некоторые данные.

Климатическая характеристика района строительства, которая определяется по данным наблюдений на метеостанциях за элементами климата. К ним относятся: температура наружного воздуха, длительность безморозного периода, абсолютный минимум и максимум температуры, твердые и жидкие осадки, относительная влажность воздуха, скорость и направление ветра, испарение, а также неблагоприятные для условий строительства и эксплуатации явления погоды: туманы, метели, грозы, гололед и изморозь. При отсутствии длительных наблюдений в районе будущей ГЭС используются данные метеопостов-аналогов, расположенных в сходных климатических условиях.

Топографические характеристики водохранилища. К ним относятся кривые зависимости площадей зеркала и объемов водохранилища от уровней воды $F=F(z_{в.б})$; $V=V(z_{в.б})$. Топографические характеристики водохранилищ гидроэлектростанций получаются на основе использования планшетов государственной съемки. Масштаб карт и сечений рельефа должны выбираться такими, чтобы они надежно отображали изменение рельефа в пределах зоны затопления.

Гидрологические данные, к которым относятся:

сведения о производившихся стационарных и экспедиционных гидрологических работах; оценка надежности гидрологических данных и выбор расчетных створов;

сток за период фактических наблюдений: предварительно производится анализ данных гидрометрических наблюдений, построение кривых расходов и экстраполяция их до расчетных значений максимальных расходов, а также анализ результатов подсчета стока и увязки стока по длине реки: если в створе проектируемой ГЭС наблюдения не велись, то производится перенос данных от ближайшего гидрометрического створа;

параметры годового стока: норма стока и приемы ее установления; вид и оценка параметров теоретической кривой распределения вероятностей годового стока и метод их определения;

внутригодовое распределение стока: сезонное распределение стока за годы фактических наблюдений; установление распределения стока в расчетные и характерные годы; влияние хозяйственной деятельности на норму и внутригодовое распределение стока;

максимальный сток: данные фактических наблюдений за максимальными расходами и стоком за период половодья и паводков; параметры кривых распределений максимальных рас-

ходов и стоков; расчетные максимальные расходы и стоки заданной обеспеченности; наиболее вероятные формы гидрографов паводков и половодий расчетных обеспеченностей;

минимальные расходы: данные фактических наблюдений; расчетные значения минимальных расходов (летних и зимних); кривые зависимости расходов воды от уровней в условиях открытого русла и зимний период;

зимний режим: данные фактических наблюдений над датами замерзания и вскрытия реки; особенности зимнего периода; толщина льда, наличие шуги, зажоры и заторы;

твердый сток: данные фактических наблюдений и установление многолетних характеристик твердого стока;

химический состав и качество воды: данные о химическом составе и минерализации воды, требования народного хозяйства к уровню минерализации воды.

Когда на реке непосредственные гидрометрические измерения не производились или сведения о расходах реки имеются только за отдельные годы, гидрологические характеристики реки в створе проектируемого гидроузла определяются косвенными методами, в основе которых лежат зависимости между стоком и элементами климата, а также стоковые характеристики рек-аналогов, протекающих в сходных природных условиях. Полнота использованных перечисленных гидрологических данных для водноэнергетических расчетов зависит от глубины регулировния стока (суточное, годовое, многолетнее), состава и размеров требований участников ВХК, а также от стадии проектирования (см. гл. 3).

Требования водопользователей и водопотребителей к режиму работы ГЭС сводятся к обеспечению необходимых условий для функционирования и развития отраслей народного хозяйства. Наличные водные ресурсы не всегда позволяют удовлетворить заявленные требования, и в водохозяйственном разделе проекта этот вопрос не решается однозначно. Рассматривается несколько вариантов обеспечения нужд водопотребителей, и окончательное решение находится после проведения соответствующей технико-экономической оценки вариантов. Используются также методы многоцелевой оптимизации (см. § 4.2).

Выполнение требований отраслей народного хозяйства к режиму уровней и расходов является обязательным. Например, санитарные попуски в нижний бьеф для поддержания необходимого качества воды в реке, а также предельно высокие (низкие) уровни в верхнем бьефе.

Безвозвратные потери воды из водохранилища состоят из потерь на дополнительное испарение с водной поверхности водохранилища, фильтрации через тело плотины и в ложе водохранилища, а также потерь за счет оседания льда на бортах водохранилища, которые являются временными и могут быть частично использованы.

20.4. МЕТОДЫ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

При проектировании ГЭС наибольшее распространение получили два метода водохозяйственных и водноэнергетических расчетов: обобщенный и календарный.

Обобщенный метод расчетов основан на представлении стока случайным процессом(см. § 3.3), что позволяет использовать методы теории вероятностей и математической статистики. Тогда задачу регулирования стока можно решить или методами композиции (при достаточно простой схеме регулирования) или имитационными методами, называемыми методами статистических испытаний (Монте-Карло).

Композиционный метод. Исходя из общеизвестного уравнения водного баланса наполнение водохранилища в конце некоторого промежутка времени равно алгебраической сумме наполнения в начале рассматриваемого периода, притока воды за рассматриваемый промежуток времени и расхода воды, включающего полезное потребление, потери и холостой сброс. Это положение распространяется и на случай задания всех составляющих водного баланса в вероятностном виде. Композиция заключается в нахождении закона распределения суммы по заданным распределениям слагаемых.

Наибольшее распространение получили приемы, основанные на построении обобщенных зависимостей (p, C_v, C_s/C_v, r, α, β). Такие зависимости (номограммы) (рис. 20.3) позволяют определить необходимый объем для проведения многолетнего регулирования стока с заданной обеспеченностью при условии постоянной в течение года отдачи воды водохранилищем.

В настоящее время существует большое количество графиков для обобщенных расчетов многолетнего регулирования, связывающих объем, отдачу и обеспеченность. Причем под объемом подразумевается многолетняя составляющая полного полезного объема водохранилищ, а под отдачей — количество воды, а не энергии, которое можно получить с той или иной степенью обеспеченности.

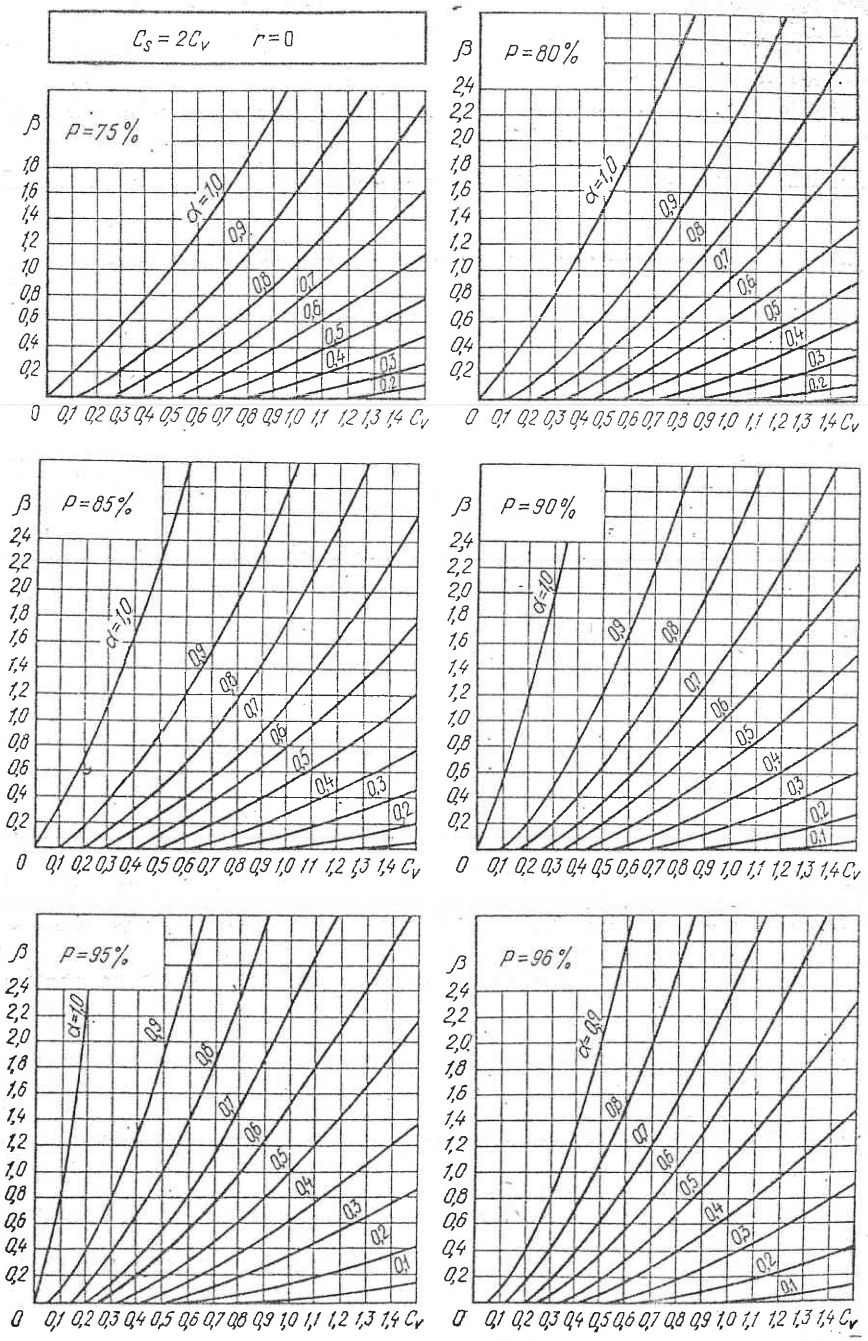
Однако гидроэлектростанции в силу своих специфических особенностей несут переменную нагрузку внутри года, сезона, недели и суток. Поэтому для возможности переменного участия ГЭС в покрытии графика нагрузки объем водохранилища увеличивается на годичную составляющую

$$V_{полн}=V_{мн}+V_{год}. \qquad (20.1)$$

Разделив $V_{полн}$ и его составляющие на средний за многолетний период годовой сток W_0, получим выражение, определяющее полезный объем в относительных единицах

$$\beta_0=\beta_{мн}+\beta_{год}. \qquad (20.2)$$

Наиболее универсальными, учитывающими практически все возможные вариации параметров, являются номограммы, разработанные в Энергосетьпроекте.



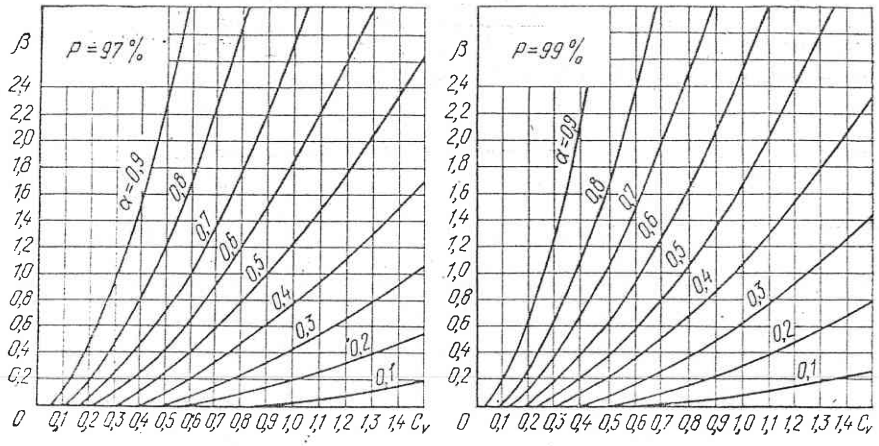


Рис. 20.3. Номограммы для определения многолетней составляющей объема водохранилищ

Для пользования номограммами (рис. 20.3) необходимо: определить выборочные оценки параметров распределения вероятностей годового стока C_v и C_s (см. гл. 3). Эти оценки могут быть определены непосредственно по натурному ряду наблюдений за стоком или при отсутствии наблюдений по данным рек сходного физико-географического района: в соответствии с принятым коэффициентом корреляции r можно задаться необходимой гарантированной отдачей, ее обеспеченностью и определить $\beta_{мн}$.

Для определения годичной (сезонной) составляющей объема водохранилищ многолетнего регулирования стока $\beta_{год}$ можно воспользоваться гидрографом маловодного года расчетной обеспеченности. Разработано несколько формул для определения $V_{год}$, в частности

$$\beta_{год} = \alpha(t - m), \qquad (20.3)$$

где t — длительность межени в долях года; m — средняя многолетняя доля межени в годовом стоке.

Использование номограмм значительно упрощает расчеты многолетнего регулирования стока и позволяет обобщить опыт энергетического проектирования на многих объектах. Однако следует иметь в виду, что с их помощью можно определить гарантированный расход с заданной обеспеченностью, в то время как для ГЭС требуется определить гарантированную мощность с заданной обеспеченностью, т. е. учесть колебания напоров. Это обстоятельство имеет большое значение, поскольку колебания напоров на станциях, особенно низконапорных, достигают значительных размеров (до 25—30 %). Тем не менее при недостаточной длительности наблюдений за стоком и высокой степени ре-

гулирования обобщенные методы расчета находят широкое применение.

Метод статистических испытаний (Монте-Карло) особенно целесообразен тогда, когда алгоритмы решения задач настолько сложны, что аналитическое решение их не представляется возможным (см. § 3.4).

Применительно к расчетам регулирования стока водохранилищами ГЭС идея метода статистических испытаний заключается в проведении водноэнергетических расчетов ГЭС по большому числу реализаций стокового процесса с последующей статистической обработкой получаемых в результате расчета параметров ГЭС. Для проведения таких расчетов требуется создание вероятностной модели процесса стока.

Использование метода Монте-Карло позволяет избежать условного разделения полезного объема водохранилищ на сезонный и многолетний.

Метод Монте-Карло слагается из трех составных частей. Это, во-первых, моделирование случайных величин с заданным законом распределения, во-вторых, построение вероятностных моделей реальных процессов (систем) и, наконец, задачи статистической теории оценивания. Более подробно о первой и второй части метода написано в гл. 3.

Расчет многолетнего регулирования с помощью метода Монте-Карло производится в следующей последовательности.

На первом этапе устанавливаются или задаются распределение вероятностных значений стока и математическая модель стока, учитывающая корреляционные связи между стоками смежных лет. Затем разыгрываются реализации стокового процесса определенной длительности на основе принятых выше закономерностей. По этим реализациям проводятся водноэнергетические расчеты любым из описанных выше методов. Результаты расчетов (напор, гарантированная мощность, выработка электроэнергии) рассматриваются как реализация новых случайных характеристик регулирования, по которым строится распределение вероятностей той или иной характеристики.

Такой метод позволяет использовать в расчетах не один короткий календарный ряд наблюдений, а большое число искусственных рядов любой длительности, что позволяет повысить точность расчетов.

Метод календарных рядов основан на использовании прошедших лет наблюдений за стоком и осуществляется в двух формах — графической и табличной.

Графические расчеты проводятся по интегральной кривой стока, построенной на основе имеющихся рядов наблюдений. Недостатками этой формы расчета являются невысокая точность и трудоемкость, однако они дают возможность получать основные параметры регулирования (полезный объем, глубину перебоев и т. д.).

Табличный способ расчета сводится к решению уравнения водного баланса по отрезкам времени Δt_i. При этом уравнение водного баланса имеет вид

$$Q_{ак_i}\Delta t_i = \pm \Delta V_в = (Q_{пр_i} - Q_{рег_i})\,\Delta t_i = [Q_{пр_i} - (Q_{исп_i} + Q_{х.сбр_i} + \Delta Q_{в_i})]\,\Delta t_i, \quad (20.4)$$

где $Q_{ак_i}$ — расход аккумуляции, т. е. разность протекающего $Q_{пр_i}$ и зарегулированного $Q_{рег_i}$ расходов; $\Delta V_в$ — изменение объема водохранилища (плюс — при увеличении его, минус — при сработке); $Q_{исп_i}$, $Q_{х.сбр_i}$, $\Delta Q_{в_i}$ — расходы, соответственно используемый, сбросной и уходящий на потери воды из водохранилища; Δt_i — интервалы осреднения.

В зависимости от необходимой точности расчет выполняется по интервалам различной длительности. Так, в период половодья используются данные по пятидневкам или декадам, а в межень обычно по месяцам. Все результаты расчетов записываются в таблице (табл. 20.1). В зависимости от наличия тех или иных участников водохозяйственного комплекса таблица может несколько видоизменяться. Табличный способ позволяет рассчитывать гарантированную мощность и вырабатываемую электроэнергию ГЭС. Точность расчета табличным способом выше, чем при расчете по интегральным кривым стока.

Использование стоковых рядов в расчетах многолетнего регулирования имеет ряд положительных особенностей. Во-первых, данные гидрометрических наблюдений автоматически учитывают все характерные закономерности стокового процесса, которые не всегда могут быть выявлены статистическими методами с достаточной точностью из-за относительно небольшой длительности рядов наблюдений. Во-вторых, использование наблюденных рядов обладает наглядностью, дает возможность получить ход изменений режима работы ГЭС, привязанный к календарным датам. Из этого, однако, не следует, что полученные характеристики можно использовать для прогнозирования режима работы ГЭС с привязкой по времени.

При проектировании режимов работы ГЭС, входящих в энергетические системы, работы гидроэнергетических каскадов в условиях, когда выбор правильного решения затрудняется обилием факторов, требующих учета, и сложностью их взаимодействия, наглядность календарного метода приобретает особую ценность.

Существенным недостатком при использовании натурных рядов наблюдений является их недостаточная длительность, а следовательно, и их недостаточная представительность с точки зрения чередования маловодных и многоводных лет.

При проведении расчетов многолетнего регулирования для каскадов ГЭС или гидроэлектростанций, не связанных гидравлически, но работающих в одной энергетической системе, возникают дополнительные трудности, связанные с асинхронностью стока. Маловодные периоды на одной реке иногда не совпадают по времени с маловодными периодами на другой реке, что приводит к дополнительным осложнениям при определении повторяемости различных сочетаний водности на разных реках или их притоках.

Таблица 20.1. Результаты расчета регулирования речного стока (табличный способ)

Месяц, декада	Расход, м³/с										Расход, м³/ч		Объем, км³		Уровни, м			Напор H, м	Мощность N, тыс. кВт	Мощность, располагаемая по напору, $N^{н}_{расп}$, тыс. кВт	Выработка электроэнергии Э, млн. кВт·ч
	бытовой $Q_б$	Потери на				полезный бытовой $Q_{пол.б}$	попуск $Q_{поп}$	полезно используемый $Q_{пол.исп}$	водохранилища $Q_в$	сбросной $Q_{х.сбр}$	турбинный $Q_т$	нижнего бьефа $Q_{н.б}$	приращения $\Delta V_в$	имеющийся $V_в$	верхнего бьефа		нижнего бьефа $z_{н.б}$				
		шлюзование $\Delta Q_{шл}$	фильтрацию $\Delta Q_ф$	испарение $\Delta Q_{исп}$	льдообразование $\Delta Q_л$										конечный $z^{к}_{в.б}$	средний $z_{в.б}$					

Объемы стока, поступающие в водохранилище, определяются на основе данных гидрологических расчетов и являются совместно с требованиями водопользователей и водопотребителей к режиму речного стока исходным материалом для проведения водноэнергетических расчетов.

Водноэнергетические расчеты производятся или за длительный ряд лет для водохранилищ многолетнего регулирования стока, или за короткий ряд при сезонном регулировании стока. В последнем случае для предварительных расчетов достаточными бывают расчеты по характерным годам.

К характерным годам относятся:

маловодный с годовым и меженным стоком соответствующей заданной расчетной обеспеченности;

средний по водности, близкий к среднемноголетнему;

многоводный принятой обеспеченности.

При наличии нескольких участников ВХК расчеты регулирования стока проводятся для годов принятой расчетной обеспеченности каждого из участников.

Водноэнергетические расчеты в условиях маловодного года расчетной обеспеченности проводятся для оценки гарантированной мощности ГЭС, в условиях среднего года для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС, а в многоводных условиях — для оценки снижения располагаемой по напору мощности. Расчеты работы ГЭС в многоводных условиях проводятся, как правило, только для низконапорных станций.

Для ГЭС с водохранилищами годового регулирования стока водноэнергетические расчеты начинаются с момента времени, для которого известен уровень воды в водохранилище, а именно:

перед началом весеннего половодья, когда водохранилище бывает сработано до мертвого объема и, следовательно, уровень воды в нем известен и равен уровню мертвого объема;

после окончания весеннего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен НПУ.

Режим работы проектируемой ГЭС во внутригодовом разрезе выбирается таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение мощности ТЭС и АЭС в период прохождения годового максимума нагрузки, т. е. зимой. Поэтому внутригодовое распределение гарантированной мощности ГЭС при проведении водноэнергетических расчетов также задается не равномерно, а с учетом максимальной гарантированной отдачи в зимние месяцы.

Обязательным условием для водноэнергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования.

Если в условиях расчетного маловодного года (при годовом цикле регулирования стока) при принятом объеме водохранилища уровень воды в конце цикла превышает начальный, то гарантированная мощность может быть увеличена. Если в водохранилище уровень воды к концу расчетного периода оказывается ниже, чем в начале, гарантированная мощность ГЭС должна быть уменьшена, так как использованный объем стока на ГЭС оказывается большим, чем он может быть в расчетном маловодном году.

При многолетнем регулировании стока рассматривается не один цикл, а период, включающий в себя годы различной водности, в том числе весь период затяжного маловодья. В этом случае условия замкнутых расчетных циклов относятся только ко всему расчетному периоду. В отдельные годы уровни воды в начале и конце года могут быть не равны между собой. Требование об использовании всего полезного объема в расчетных условиях также относится ко всему периоду регулирования, а не к одному году (как это было для водохранилищ годового регулирования стока).

Последовательность расчета регулирования стока следующая: для данного варианта НПУ и УМО при принятых в расчете значениях притока и безвозвратных объемах стока на нужды участников ВХК задаются внутригодовым распределением гарантированной мощности и начальным уровнем

воды в водохранилище и определяют конечный уровень воды в водохранилище и гарантированную мощность ГЭС.

Расчет производится методом последовательного приближения, исходя из требования использования всего полезного объема водохранилища в расчетном маловодном году. Так как потери определяются по среднему уровню за расчетный интервал времени (испарение), или по напору (потери на фильтрацию), или по падению уровня за расчетный интервал (потери на оседание льда на бортах водохранилища), расчет по каждому временно́му интервалу также проводится методом последовательного приближения. После окончания расчета данного интервала времени и определения гарантированной мощности и выработки энергии проверяется правильность оценки потерь и при необходимости расчет повторяется. Расчет регулирования для заданной гарантированной мощности и ее внутригодового распределения считается законченным, если установлено, что полезный объем водохранилища полностью использован, т. е. достигнута в период опорожнения отметка УМО и водохранилище заполнено после прохождения половодья.

Проведя аналогичные расчеты для всего диапазона возможной отметки НПУ, получают зависимость максимальных гарантированных мощностей при переменной отметке НПУ $N_{ГЭС}^{гар} = N_{ГЭС}^{гар}(НПУ)$. Задаваясь вариантно установленной мощностью ГЭС, определяют зависимость $Э_{ГЭС} = Э_{ГЭС}(НПУ)$. Эти зависимости являются исходными для определения установленной мощности ГЭС и отметок НПУ и УМО водохранилища.

В некоторых случаях глубина сработки водохранилища определяется не по максимальному энергетическому эффекту. Так, на реках со значительным твердым стоком заиление водохранилища может быть определяющим при оценке необходимого мертвого объема водохранилища, и тогда исходят из определенного, заданного периода заиления мертвого объема водохранилища, принимаемого равным 50—70 годам.

При выбранных параметрах ГЭС производятся расчеты по всему календарному ряду, цель которых — уточнить показатели работы станции (среднемноголетнюю выработку энергии, обеспеченность гарантированной мощности ГЭС и т. д.). После уточнения параметров ГЭС в случае необходимости производится уточнение технико-экономических расчетов.

Важным разделом проекта является оценка режима работы ГЭС в период временной эксплуатации, тем более что для отдельных ГЭС, обладающих водохранилищами многолетнего регулирования, период начального наполнения водохранилища иногда затягивается на несколько лет. Задачей водноэнергетических расчетов в этом случае является оценка гарантированного (с принятой для электроэнергетики обеспеченностью) режима выдачи мощности и энергии в энергосистему в зависимости от степени готовности сооружений и заполнения водохранилища, а также оценка периода от начала наполнения водохранилища до

перехода на режим нормальной эксплуатации в зависимости от гидрологической обстановки на период.

Здесь рассмотрена последовательность выполнения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов при проектировании изолированной ГЭС. Если в энергосистеме уже эксплуатируются и проектируются другие ГЭС, если на данной реке или ее притоках также имеются ГЭС с регулирующими водохранилищами, то водохозяйственные и водноэнергетические расчеты значительно усложняются, поскольку необходимо рассматривать совместный режим работы всех ГЭС. Суть расчетов не изменится, но они становятся значительно сложнее и выполняются с использованием ЭВМ.

Водноэнергетические расчеты являются одной из важнейших частей проекта ГЭС. Они являются исходным материалом, который совместно со стоимостными характеристиками гидроузла составляет основу технико-экономического обоснования параметров ГЭС (см. гл. 23).

ГЛАВА 21

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

21.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Определение эффективности капиталовложений при проектировании необходимо для выбора и экономического обоснования наилучших вариантов строительства новых, а также расширения и реконструкции действующих предприятий.

Эффективность капиталовложений определяется сопоставлением экономического эффекта и затрат.

Такое сопоставление может производиться двумя методами.

Метод сравнительной экономической эффективности. Он применяется при выборе вариантов решения хозяйственных или технических задач и показывает, насколько один вариант эффективнее другого.

Метод общей (абсолютной) экономической эффективности. При этом методе производится сопоставление экономического эффекта и всей суммы вызвавших его капиталовложений.

При экономическом обосновании эффективности и выборе параметров объектов гидроэнергетического строительства используется метод сравнительной эффективности, который подробно рассматривается в § 21.2—21.11.

Метод общей (абсолютной) эффективности при проектировании имеет вспомогательный характер и используется для определения показателей рентабельности проектируемых гидроэнергетических объектов в процессе эксплуатации.

Методика определения эффективности проектируемых объектов применяется на стадиях ТЭО (ТЭР) и проекта. На стадии

разработки «Схемы развития и размещения электроэнергетики» и схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов при проведении расчетов экономической эффективности допускаются упрощения. Состав ТЭО (ТЭР) на различных этапах и стадиях проектирования был приведен в гл. 19.

21.2. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Метод сравнительной экономической эффективности заключается в сопоставлении единовременных капиталовложений и ежегодных издержек по сравниваемым вариантам технических решений объектов.

Наиболее общим является случай, когда вариант объекта гидроэнергостроительства характеризуется большими капиталовложениями, но меньшими ежегодными издержками, чем заменяемый вариант.

Показателем сравнительной эффективности капиталовложений является минимум приведенных затрат, который по каждому варианту представляет собой сумму ежегодных издержек производства (себестоимость продукции) и капиталовложений, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с нормативом эффективности $E_н$.

Приведенные затраты определяются по формуле

$$З_i = E_н K_i + И_i, \qquad (21.1)$$

где $З_i$ — приведенные затраты по одному из рассматриваемых вариантов i; $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; K_i — капиталовложения по варианту i; $И_i$ — ежегодные издержки производства (себестоимость продукции) по варианту i.

Если сравниваемые варианты технических решений и объектов, намечаемых к осуществлению, отличаются не только размерами необходимых затрат, но сроками сооружения и освоения проектной мощности, то затраты разных лет приводятся к какому-либо одному базисному году, в качестве которого может быть принят любой год.

В общем случае, когда капиталовложения в ежегодные издержки производства изменяются по годам расчетного периода T, за пределами которого, т. е. начиная с года $(T+1)$, рассматриваемые объекты не требуют капиталовложений, а ежегодные издержки производства остаются постоянными для каждого из сравниваемых вариантов $(И_T = И_{T+1})$, приведенные затраты с учетом фактора времени в рассматриваемом варианте рекомендуется определять по формуле

$$\overline{З}_т = E_н \sum_{t=1}^{T} K_t (1+E_{н.п})^{т_б - t} + \sum_{t=t_э}^{T} \Delta И_t (1+E_{н.п})^{т_б - t}, \qquad (21.2)$$

где $т_б$ — базисный год; t — текущий год; $t_э$ — год начала эксплуатации объекта; $E_{н.п}$ — норматив учета фактора времени; K_t — капиталовложения в год t для рассматриваемого варианта; $\Delta И_t$ — изменение ежегодных издержек в год t по сравнению с предыдущим годом для рассматриваемого варианта.

В более простом виде формулу (21.2) можно записать:

$$\overline{З} = E_н \overline{K} + \overline{И}, \qquad (21.3)$$

где $\overline{З}$, $\overline{K}$, $\overline{И}$ — соответственно приведенные затраты, капиталовложения и ежегодные издержки с учетом фактора времени.

В этой формуле

$$\overline{K} = \sum_{t=1}^{T} K_t (1+E_{н.п})^{т_б - t}; \quad \overline{И} = \sum_{t=t_э}^{T} \Delta И_t (1+E_{н.п})^{т_б - t}.$$

Для всех сравниваемых объектов отсчет лет производится от одного и того же года.

Сооружение гидроэнергетического объекта признается эффективным, если приведенные затраты по нему, подсчитанные по формулам (21.2) и (21.3), оказываются меньшими, чем приведенные затраты по заменяемому варианту, подсчитанные по тем же формулам.

Технико-экономические расчеты по определению народнохозяйственной эффективности водохозяйственных комплексов (ВХК) заключаются, так же как и для гидроэнергетических объектов, в сопоставлении приведенных затрат, необходимых для осуществления водохозяйственного комплекса, с теми приведенными затратами, которые потребовались бы для осуществления заменяемых (альтернативных) объектов вместо рассматриваемых ВХК.

При малом числе вариантов возможно также попарное их сравнение по методу срока окупаемости (коэффициента эффективности) капиталовложений. Тогда

$$т = \frac{\overline{K}_1 - \overline{K}_2}{\overline{И}_2 - \overline{И}_1} \leqslant т_н; \qquad (21.4)$$

$$E = \frac{\overline{И}_2 - \overline{И}_1}{\overline{K}_1 - \overline{K}_2} \geqslant E_н, \qquad (21.5)$$

где E и $т$ — соответственно коэффициент эффективности и срок окупаемости капиталовложений; $E_н$ и $т_н$ — нормативные значения соответственно коэффициента эффективности и срока окупаемости капиталовложений; $\overline{K}_1$ и $\overline{K}_2$ — капиталовложения с учетом фактора времени для первого и второго сравниваемых вариантов какого-либо технического решения; $\overline{И}_1$ и $\overline{И}_2$ — ежегодные издержки с учетом фактора времени для первого и второго сравниваемых вариантов какого-либо технического решения.

Нормативный срок окупаемости капиталовложений $\tau_н$ является величиной, обратной нормативному коэффициенту эффективности $E_н$.

Вариант, характеризующийся бо́льшими капитальными вложениями, является экономически эффективным, если коэффициент эффективности капиталовложений в этот вариант выше или равен нормативному (или срок окупаемости капиталовложений меньше или равен нормативному).

21.3. НОРМАТИВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ И УЧЕТ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ

При экономическом обосновании гидроэнергетических объектов по методу сравнительной эффективности [формулы (21.1)—(21.5)] существенное значение имеет нормативный коэффициент эффективности капиталовложений $E_н$, что объясняется высокой капиталоемкостью гидроузлов.

Народному хозяйству может быть нанесен ущерб как в результате завышения, так и занижения этого коэффициента. При занижении коэффициента $E_н$ будут выбираться дорогие малоэффективные варианты и внедряться излишне капиталоемкие мероприятия. При его завышении будет необоснованно задерживаться внедрение новой техники и ограничиваться использование эффективных гидроэнергоресурсов.

«Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений», утвержденная Госпланом СССР, Госстроем СССР и Академией наук СССР, а также «Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства» утвержденная Минэнерго СССР, рекомендуют нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12.

Определение эффективности ГЭС и ГАЭС производится на основании «Методических указаний по определению экономической эффективности гидроэнергетических объектов» разработанных Минэнерго СССР и Гидропроектом, в которых для гидроэнергетических объектов нормативный коэффициент эффективности принимается равным 0,12 в соответствии с рекомендацией Типовой методики.

Для объектов гидроэнергетического строительства, проектируемых в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также для объектов, оказывающих большое влияние на развитие и размещение производительных сил, формирование инфраструктуры района или решающих в комплексе ряд задач энергетики, орошения, транспорта, борьбы с наводнениями и т. д., нормативный коэффициент эффективности снижается до 0,08.

При этом нормативный коэффициент эффективности в размере 0,08 рекомендуется принимать одинаковым как для гидроэнергетических объектов, так и для заменяемого варианта, решающего аналогичные задачи.

Норматив учета фактора времени в формулах (21.2) и (21.3) принимается равным 0,08 в соответствии с Типовой методикой.

21.4. УСЛОВИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СОПОСТАВИМОСТИ ВАРИАНТОВ

Для правильного определения народнохозяйственной эффективности гидроузлов и выбора их основных параметров требуется соблюдение условий экономической и энергетической сопоставимости с заменяемыми вариантами. При сравнении вариантов должны учитываться все затраты, включая капиталовложения в основные фонды, нормируемые оборотные средства и ежегодные издержки производства.

Исходными принципами для определения заменяемого (альтернативного) варианта при проектировании гидроэнергетических объектов являются производство эквивалентного количества продукции и оказание услуг с учетом качества и сроков получения (одинаковые выработка энергии, выпуск сельскохозяйственной продукции, объем перевозок различными видами транспорта и пр.). Заменяемый вариант должен быть реально осуществимым и наиболее экономичным из всех возможных вариантов, которые осуществлялись бы в случае отказа от строительства проектируемого гидроузла.

Энергетический эффект ГЭС заключается в вытеснении мощности и электроэнергии заменяемых электростанций. Установленная мощность заменяемой электростанции определяется на основе сравнения двух вариантов развития энергосистемы с ГЭС и заменяемой ТЭС.

Энергоэкономические характеристики проектируемой ГЭС определяются с учетом ее влияния на энергетический эффект по мощности и электроэнергии других гидроэлектростанций, либо совместно работающих с ней в энергосистеме, либо подвергающихся водохозяйственному воздействию со стороны рассматриваемой ГЭС.

Для обеспечения условий полной энергетической эквивалентности сопоставляемых вариантов учитывается, что для народного хозяйства имеет значение только полезной отпуск электроэнергии и мощности потребителям. Поэтому в варианте с ГЭС и заменяемом варианте учитываются все потери мощности и электроэнергии и все виды ограничений использования энергооборудования во всех звеньях производства, преобразования и передачи электроэнергии. Сравнение производится применительно к равному полезному отпуску мощности и электроэнергии потребителям.

При сопоставлении взаимозаменяемых объектов существенное значение имеет изменение во времени используемой мощности. Так, располагаемая мощность ГЭС может снижаться в первые годы работы из-за ненаполненности водохранилища, незавершенности строительства каскада станций и т. д. Недостаточное развитие пиковой части графиков электрической нагрузки может привести к тому, что в первые годы эксплуатации используемая мощность ГЭС может быть ниже располагаемой.

Возможная к использованию мощность ГЭС может отличаться по отдельным периодам, поэтому необходимо составление годового баланса мощности. При этом могут иметь место случаи, когда:

потребность в мощности ГЭС существует круглый год, т. е. сезонных провалов энергонагрузки не хватает для проведения

капитальных ремонтов основного оборудования электростанций;

потребность в мощности ГЭС особенно остро проявляется лишь в период прохождения максимума нагрузки, т. е. сезонные провалы нагрузки достаточны для проведения капитальных ремонтов.

В первом случае необходимо определять среднегодовое использование мощности ГЭС. При этом снижение располагаемой мощности ГЭС в отдельные периоды приводит к снижению среднегодового использования мощности ГЭС и ее вытесняющей способности, и поэтому должно учитываться в расчетах.

Во втором случае в условиях энергообъединений можно ограничиться анализом прохождения годового максимума нагрузки расчетного года.

При одних и тех же значениях мощности и электроэнергии, с которыми различные объекты участвуют в соответствующих балансах энергосистемы, значения их установленной мощности и выработки электроэнергии окажутся различными, поскольку у сопоставляемых объектов разные расходы электроэнергии на собственные нужды, аварийный резерв, текущий ремонт, потери в линиях передачи и другие потери мощности и электроэнергии. Таким образом, в варианте развития энергосистемы с заменяемой ТЭС ее вытесняемая мощность должна определяться по формуле

$$N_{\text{ТЭС}}^{\text{выт}} = N_{\text{ГЭС}}^{\text{исп}}(1 + \alpha_{\text{с.н}} + \alpha_{\text{рем}} + \alpha_{\text{ав}} \pm \alpha_{\text{лэп}}), \qquad (21.6)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^{\text{исп}}$ — используемая мощность ГЭС; $\alpha_{\text{с.н}}$ — превышение нормы расхода на собственные нужды заменяемой электростанции по сравнению с ГЭС; $\alpha_{\text{рем}}$ — превышение норм капитального и текущего ремонта заменяемой электростанции по сравнению с ГЭС; $\alpha_{\text{ав}}$ — превышение аварийности агрегатов заменяемой электростанции по сравнению с ГЭС; $\alpha_{\text{лэп}}$ — разница потерь в линиях электропередач от заменяемой электростанции и ГЭС.

Выработка электроэнергии заменяемой электростанцией (ТЭС) определяется по формуле

$$Э_{\text{ТЭС}}^{\text{зам}} = Э_{\text{ГЭС}}(1 + \alpha_{\text{с.н}} \pm \alpha_{\text{лэп}}), \qquad (21.7)$$

где $Э_{\text{ГЭС}}$ — среднемноголетняя выработка энергии на ГЭС.

Указанные факторы обычно приводят к тому, что мощность и выработка электроэнергии заменяемой ТЭС должны быть больше на 6—15 % по мощности и на 2—10 % по выработке электроэнергии, чем на ГЭС, достигшей проектных показателей.

При проектировании гидроэнергетических объектов большое внимание следует уделять охране окружающей среды, поэтому сравниваемые варианты технических решений должны предусматривать соблюдение всех экологических стандартов и учет связанных с этим капитальных и текущих затрат. Кроме того, проектируемые гидроэнергетические станции и заменяемые тепловые электростанции в период строительства и эксплуатации

требуют различного привлечения рабочей силы. Однако ГАЭС, по сравнению с другими типами пиковых электростанций, существенно уменьшают трудности в эксплуатации атомных и тепловых электростанций при прохождении новых провалов графиков нагрузки.

21.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Стоимость строительства проектируемых гидроэнергетических объектов определяется по сводной смете.

Сводная смета состоит из двух частей: раздела А — капиталовложения в промышленное строительство и раздела Б — капиталовложения в жилищно-гражданское строительство.

Смета по разделу А включает следующие главы:

1. Подготовка территории строительства.
2. Объекты основного производственного назначения.
3. Объекты подсобного производственного и обслуживающего назначения.
4. Объекты энергетического хозяйства.
5. Объекты транспортного хозяйства и связи.
6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения.
7. Благоустройство территории предприятия.
8. Временные здания и сооружения.
9. Прочие работы и затраты.
10. Содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор.
11. Подготовка эксплуатационных кадров.
12. Проектные и изыскательские работы.
13. Работы и затраты по созданию водохранилища.

В сводной смете на строительство (раздел А) должен предусматриваться резерв на покрытие непредвиденных работ и затрат, а также средства на учет изменения ценообразующих факторов в связи с научно-техническим и социальным прогрессом и проведением природоохранных мероприятий.

Точность определения сметной стоимости гидроэнергетических объектов на различных стадиях проектирования (см. гл. 20) различна. На предпроектном этапе проектирования (стадии схемы, ТЭО, ТЭР) для определения сметной стоимости строительства составляются сводные сметные расчеты, для чего используются сборники укрупненных показателей стоимости (УПС). Для определения сметной стоимости строительства ГЭС и ГАЭС на предварительных стадиях проектирования применяют «Сборник укрупненных показателей стоимости для обосновывающих материалов строительства ГЭС и ГАЭС» (УПС ГЭС—84), утвержденный Минэнерго СССР.

На проектном этапе проектирования (стадия проекта и рабочей документации) составляются генеральные сметы, для чего используются единые районные единичные расценки (ЕРЕР).

Для тех видов работ, для которых эти данные отсутствуют или не отражают конкретных местных условий, производится определение затрат на производство единицы работ методом непосредственного калькулирования.

Методика проведения сводных сметных расчетов на предпроектном этапе проектирования.

При проведении таких расчетов прямым счетом определяются затраты только по гл. 2 раздела А. Затраты по гл. 1 и 3—12 раздела А, а также по разделу Б определяются косвенно в процентах стоимости строительно-монтажных работ (гл. 2 раздела А). Затраты по гл. 13 определяются в результате специальных расчетов.

Для определения сметной стоимости строительных работ по гл. 2 раздела А предварительно определяют объемы отдельных видов работ по всем основным сооружениям гидроузла. По объемам строительных работ V_i и их единичной стоимости $П_{мi}$ подсчитывается сметная стоимость отдельных i-х видов строительных работ по основным сооружениям гидроузла K_i:

$$K_i = П_{мi} V_i, \tag{21.8}$$

где $П_{мi}$ характеризует сметную стоимость отдельных видов работ и конструкций применительно к местным условиям строительства и определяется по УПС ГЭС—84. $П_{мi}$ включает прямые затраты, накладные расходы и плановые накопления.

Суммируя значения сметной стоимости различных видов строительных работ по отдельным сооружениям, можно получить сметную стоимость строительных работ отдельного j-го сооружения

$$K_j = \sum_{i=1}^{i=n} K_{ij}, \tag{21.9}$$

где j — порядковый номер сооружения; i — порядковый номер строительных работ; n — число осуществляемых строительных работ.

Затем определяют сметную стоимость строительных работ по гл. 2 раздела А:

$$K_{\text{стр } A_2} = \sum_{j=1}^{j=m} K_j, \tag{21.10}$$

где m — число сооружений гидроузла.

Сметная стоимость гидроэнергетического оборудования $K_{об}$ при использовании УПС определяется по удельным показателям этой стоимости $k_{об}$ на 1 кВт установленной мощности ГЭС в зависимости от расчетного напора ГЭС и единичной мощности устанавливаемых на них агрегатов:

$$K_{об} = k_{об} N_{уст}. \tag{21.11}$$

Стоимость монтажных $K_{мон}$ работ следует принимать равной 12 % стоимости технологического оборудования, тогда стоимость монтажных работ включает накладные расходы и плановые накопления:

$$K_{мон} = 0{,}12 K_{об}. \tag{21.12}$$

Стоимость строительно-монтажных работ по гл. 2 увеличивается на 10 % [коэффициент 1,1 в формуле (21.13)] за счет неполноты номенклатуры основных гидротехнических работ (открытый водослив, гидроизоляция, сантехнические работы, устройство средств связи, трубчатое охлаждение и цементация швов в бетонных плотинах и т. д.).

Таким образом, сметная стоимость строительно-монтажных работ по гл. 2 раздела А $K_{см A_2}$ определяется следующим образом:

$$K_{см A_2} = 1{,}1 K_{стр A_2} + K_{мон}. \tag{21.13}$$

Сметная стоимость гл. 2 раздела А K_{A_2} может быть определена по формуле

$$K_{A_2} = K_{см A_2} + K_{об}. \tag{21.14}$$

Основой для определения затрат по остальным главам раздела А (кроме гл. 13) является сметная стоимость строительно-монтажных работ по гл. 2 раздела А, так как затраты по остальным главам раздела А пропорциональны объему и стоимости работ, производимых на строительной площадке данного объекта.

Затраты по остальным главам определяются по УПС и укрупненно могут быть определены по формуле

$$K_{A_{1.3-12}} = \alpha_c K_{см A_2}, \tag{21.15}$$

где $K_{1, 3-12}$ — затраты по гл. 1, 3—12 сметного расчета; α_c — доля затрат по гл. 1, 3—12 по отношению к сметной стоимости строительно-монтажных работ по гл. 2 раздела А (для европейской части СССР и Северного Кавказа α_c=0,51, для горных районов Средней Азии и Закавказья — 0,56, для Сибири и Казахстана — 0,62, для районов, приравненных к Крайнему Северу, — 0,66).

Стоимость работы и затраты, связанные с подготовкой водохранилища $K_{A_{13}}$, определяются специальными расчетами.

В составе этой главы учитываются затраты на возмещение потерь сельскохозяйственного производства; переселение населения и связанное с ним возмещение убытков землепользователей; переустройство линейных сооружений (автомобильных и железных дорог, трубопроводов, линий связи и электропередач и др.), инженерную защиту объектов; санитарную подготовку зоны; лесосводку и лесоочистку; рыбохозяйственное освоение водохранилища; транспортное освоение; разные работы и другие затраты (на предотвращение всплывания торфяных массивов, археологические работы, охрану окружающей среды от загрязнения).

При возмещении потерь сельскохозяйственного производства учитываются затраты, вызванные затоплением земель, подтоплением прибрежной территории в связи с подпором грунтовых вод, отводом сельскохозяйственных угодий под прибрежные лесные насаждения, населенные пункты для переселяемого населения, дороги. Компенсация теряемых сельскохозяйственных угодий предусматривается путем освоения новых земель или проведением мероприятий на существующих угодьях, обеспечивающих восстановление теряемой продукции. Стоимость этих работ относится на сметную стоимость гидроузлов. В проектах рассматривается вариант компенсации потерь сельскохозяйственных земель, исходя из установленных для каждой республики нормативов стоимости восстановления 1 га земель. Затраты определяются произведением количества изымаемых площадей земли на соответствующую расценку. Рассматривается также экономиче-

ская целесообразность снятия плодородного слоя с затапливаемых земель с последующим нанесением его на худшие или малопригодные земли. Окончательное решение по выбору варианта восстановления сельскохозяйственной продукции при создании водохранилищ принимает утверждающая инстанция.

При создании водохранилищ предусматриваются затраты на переселение населения. При планировке вновь создаваемых населенных пунктов учитываются все виды благоустройства независимо от существующего уровня благоустройства затрагиваемых водохранилищем населенных пунктов. Для производственных зданий, независимо от их принадлежности, в смете на строительство ГЭС предусматриваются затраты только в размере остаточной стоимости сносимых строений и сооружений. Для вновь возводимых строений разница между сметной стоимостью и остаточной балансовой стоимостью финансируется организацией, для которой строится объект.

В залесенных районах предусматривается проведение лесосводки и лесоочистки. Лесосводка — это изъятие товарного леса и реализации его. Лесоочистка предусматривается на участках специального назначения: на трассах судовых ходов, рыбопромысловых участках, в санитарных зонах у населенных пунктов, в зонах водозаборов и т. д. Затраты по лесосводке в смету на строительство гидроэнергетических объектов не включаются. Финансирование работ по лесоочистке и перебазированию из зоны влияния водохранилища объектов лесной промышленности производится за счет сметы на строительство гидроэнергетических объектов.

В состав гл. 13 включается стоимость инженерной защиты. Инженерная защита представляет собой комплекс гидротехнических сооружений для защиты объектов хозяйства городов, земельных массивов, месторождений полезных ископаемых, памятников истории и культуры и других объектов от затопления, подтопления и других воздействий водохранилища. Определение экономической целесообразности инженерной защиты хозяйственных объектов и природных комплексов проводится по методу сравнительной эффективности (см. § 21.2).

Создание гидроузлов на реках, имеющих рыбохозяйственное значение, может приводить к нарушению условий естественного воспроизводства рыбных запасов (размножения и нагула рыбы) в данном бассейне. В целях сокращения этого ущерба месторасположение, параметры и режим работы гидроузла должны выбираться экономически с учетом интересов всех участников ВХК, в том числе и рыбного хозяйства. Особое значение имеют объемы и внутригодовое распределение рыбохозяйственных попусков в низовьях рек.

Однако ущербы рыбному хозяйству во внутренних водоемах наносятся не только строительством гидроузлов, но и водозаборами, ростом безвозвратного водопотребления (не связанного с сооружением гидроузлов), загрязнением воды, лесосплавом и другими факторами. Поэтому при проектировании необходимо проводить объективный анализ ущерба, который наносится только сооружением гидроузла.

На смету гидроузла относятся капиталовложения, необходимые для предотвращения или восстановления теряемого из-за сооружений гидроузла улова и его видового состава. При этом главное внимание обращается на мероприятия для расширенного воспроизводства наиболее ценных видов рыб (осетровых, лососевых). В состав рыбохозяйственных мероприятий, относимых на сметы гидроузлов, входят: рыбоводные заводы, нерестово-выростные хозяйства, обводнение естественных и строительство искусственных нерестилищ, рыбопроходных

сооружений и др. При невозможности или неэкономичности полного восстановления рыбопродуктивности водоема, которому наносится ущерб, предусматривается компенсация потерь путем строительства предприятий товарного рыбоводства (прудовых, озерных, тепловодных).

При возведении гидроузлов на судоходной реке может возникнуть ущерб народному хозяйству в связи с увеличением издержек на перевозки при изменении судоходных условий или передаче грузов на другие виды транспорта, при прекращении транзитного судоходства, а также при переносе затапливаемых объектов и др. Затраты по компенсации ущерба, наносимого водному транспорту, относятся на смету гидроузла. Основные из них: строительство судопропускных сооружений; осуществление мероприятий, связанных с обеспечением нормальных условий работы флота, портов, пристаней, причалов и промышленных предприятий в верхнем и нижнем бьефах гидроузлов и т. д. Ущербы на водном транспорте учитываются и для несудоходных рек, если в планируемый период возникает целесообразность организации на данной реке судоходства, но наличие гидроузла делает это невозможным или ухудшает его экономические показатели.

Помимо всех перечисленных выше составляющих раздела А сводной сметы отдельно учитываются также непредвиденные затраты $K_{н.з}$, которые составляют 15—20 % сметной стоимости по гл. 1—13 раздела А согласно УПС ГЭС—84. При определении стоимости строительства на стадиях, предшествующих ТЭО, указанный резерв следует принимать равным 20—25 %.

Затраты, учитывающие ценообразующие факторы $K_{ц}$, должны определяться по специальному расчету.

Таким образом, полная сметная стоимость строительства по разделу А составит:

$$K_{А} = K_{А_2} + K_{А_{1.3-12}} + K_{А_{13}} + K_{н.з} + K_{ц}, \qquad (21.16)$$

где

$$K_{н.з} = 0{,}2(K_{А_2} + K_{А_{1.3-12}} + K_{А_{13}}). \qquad (21.17)$$

Сводная смета по разделу Б составляется по сокращенной номенклатуре.

Сметная стоимость строительства по разделу Б объектов жилищного и гражданского назначения принимается в процентах (долях) общей сметной стоимости по разделу А без затрат по водохранилищу в следующих размерах: для районов европейской части СССР и Кавказа — 10 %, для Урала и Сибири — 11%, для районов, приравненных к районам Крайнего Севера, — 12%.

Капиталовложения по разделу Б на стадии ТЭО определяются по формуле

$$K_{Б} = (0{,}1 \div 0{,}12)(K_{А} - K_{А_{13}}). \qquad (21.18)$$

Полная величина сметной стоимости строительства (объем финансирования) $K_{см}$ составит

$$K_{см} = K_{А} + K_{Б}. \qquad (21.19)$$

21.6. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА ПО ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ОБЪЕКТАМ, УЧИТЫВАЕМЫЕ В РАСЧЕТАХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В расчетах эффективности гидроэнергетических объектов учитывается только часть всей сметной стоимости строительства $K_{см}$ за вычетом:

капиталовложений по разделу А на создание объектов, передаваемых различным ведомствам для дальнейшего использования, $K_{пер}$,

капиталовложений по разделу Б $K_Б$;

реализованных возвратных сумм $K_{возвр}$.

Объекты, передаваемые другим ведомствам для дальнейшего использования по разделу А, могут включать:

объекты торговли и общественного питания, базы ОРСа, пионерлагеря (по гл. 3);

железные и автомобильные дороги, порты, аэродромы, а также устройство всех видов связи (по гл. 5);

временные здания и сооружения, необходимые для производства основных строительно-монтажных работ (кирпичные заводы, автобазы, компрессорные, гравийно-сортировочные, деревообрабатывающие и асфальтобетонные хозяйства, временные автодороги, перевалочные базы, причалы, временные жилые поселки из передвижных разборных зданий) (по гл. 8);

объекты, связанные с расширением сельского хозяйства; строительство нового (сверх прежней вместимости) жилого фонда и объектов культурно-бытового назначения; расширение и реконструкция предприятий, зданий и сооружений, выносимых из зоны влияния водохранилища; возведение сооружений инженерной защиты, неизбежных в бытовых условиях (по гл. 13).

Постоянные жилые поселки строителей (раздел Б) после окончания строительства гидроэнергетических сооружений могут быть переданы для использования в другие отрасли народного хозяйства. Поэтому они рассматриваются как временно используемые для нужд строительства, в дальнейшем они расширяют общий жилой фонд промышленных поселков и городов страны.

Затраты на проектно-изыскательские и научно-исследовательские работы, а также непредвиденные расходы при определении эффективности следует исключить в размере, пропорциональном передаваемым затратам.

Реализованные возвратные суммы по разделу А состоят из:

материалов и деталей, полученных от разработки временных зданий и сооружений по гл. 8 сводного сметного расчета;

материалов и деталей, полученных от разборки сносимых зданий и сооружений (за исключением принадлежащих владельцам на правах личной собственности) при сносе их в связи с отводом земельных участков под строительство основных сооружений и подсобных зданий гидроэнергетического комплекса;

материалов, получаемых в порядке попутной добычи (камень, гравий, уголь, лес и др.).

В общем виде капиталовложения, относимые на гидроузел $K_{гу}$, могут определяться по формуле

$$K_{гу} = K_{см} - K_{пер} - K_Б - K_{возвр}. \quad (21.20)$$

При использовании водотока только в энергетических целях капиталовложения, относимые на гидроузел, $K_{гу}$, равны капиталовложениям, относимым на электроэнергетику, $K_э$. При комплексном использовании водотока капиталовложения в гидроузел на основе специальных расчетов (см. § 21.12) распределяются между всеми участниками комплекса — электроэнергетикой, орошением, водоснабжением, водным транспортом и т. п. При этом, естественно, $K_э < K_{гу}$.

В расчетах экономической эффективности, помимо затрат на сооружение и эксплуатацию гидроузлов ($K_{гу}$ и $И_{гу}$), учитываются также затраты (капитальные и ежегодные) на проведение «сопутствующих» мероприятий для реализации соответствующего материального и экономического эффекта, получаемого от комплексного гидроузла — линии электропередачи для ГЭС, судоходный флот для речного транспорта, ирригационные каналы для орошения и пр. ($K_{соп}$ и $И_{соп}$). В их состав также включаются затраты, необходимые для нормального функционирования каждой из отраслей — участников комплекса, с тем, чтобы обеспечить принятый в проекте уровень развития.

21.7. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА ПО ЗАМЕНЯЕМЫМ ОБЪЕКТАМ

Исходные принципы и мероприятия по определению заменяемого (альтернативного) варианта при проектировании гидроэнергетических объектов рассмотрены в § 21.4.

Энергетика. Энергетический эффект гидроэнергетических объектов заключается в вытеснении мощности и энергии заменяемых электростанций. Установленная мощность заменяемой электростанции определяется на основе сравнения двух вариантов развития энергосистемы с проектируемыми гидроэнергетическим объектом и с заменяемой электростанцией.

Определению затрат предшествует обоснование в проекте типа заменяемой электростанции. Тип заменяемых энергетических объектов должен определяться на основе оптимизации структуры генерирующих мощностей рассматриваемых энергообъединений. Наряду с технико-экономическими показателями, связанными со строительством и эксплуатацией энергетических объектов, должны учитываться технические ограничения, связанные с пониженной маневренностью современного теплосилового и атомного оборудования. Сумма технических минимумов работы ТЭС и АЭС $\Sigma N^{мин}_{ТЭС, АЭС}$ вместе с базисной мощностью ГЭС $N^{баз}_{ГЭС}$ не должна превышать минимальной нагрузки $P_{мин}$ суточного графика нагрузки энергосистемы

$$\Sigma N^{мин}_{ТЭС, АЭС} + \Sigma N^{баз}_{ГЭС} \leqslant P_{мин}. \quad (21.21)$$

В качестве заменяемых рассматриваются электростанции, которые могут быть сооружены в энергосистеме вместо ГЭС. Сопоставлению с ГЭС подлежат, как правило, новые электростанции, а не расширение или реконструкция старых (подлежащих осуществлению независимо от появления новых ГЭС).

ГЭС со значительным числом часов использования должны сравниваться с АЭС либо с КЭС, работающими на органическом топливе.

Полупиковые ГЭС и ГАЭС должны сравниваться с полупиковыми парогазовыми электростанциями ПГЭ, работающими на газе. Рассматривается также возможность создания ПГЭ, использующих уголь и газ.

Эффективность пиковых ГЭС и ГАЭС должна определяться в сопоставлении с газотурбинными электростанциями ГТЭ, работающими на газе.

Для ГЭС, проектируемых в изолированных энергосистемах, могут учитываться заменяемые ТЭС или АЭС, характерные для этих районов.

Когда в энергосистеме возможно строительство нескольких гидроэнергетических объектов, очередность их сооружения должна определяться технико-экономическими сравнениями отдельных объектов.

В технико-экономических расчетах по обоснованию параметров и эффективности ГЭС затраты на заменяемые электростанции должны определяться как долевое участие в строительстве заменяемых ТЭС, характерных для данного периода времени и энергосистем.

Нормативы по заменяемым тепловым электростанциям приведены в табл. 21.1.

Таблица 21.1. Нормативы по заменяемым тепловым электростанциям

Показатели	ГРЭС на канско-ачинском буром угле	ГРЭС на экибастузском каменном угле	ПГЭ на газе	ГТЭ на газе
Мощность электростанции, МВт	6400	4000	720*	450
Число агрегатов, их единичная мощность, МВт	8×800	8×500	2×360*	3×150
Число часов использования установленной мощности электростанций	6500	6500	1500—4500	До 1500
Удельные капиталовложения, руб/кВт	286	239	180	138
Удельные ежегодные постоянные издержки, руб/кВт	8% 22,9	8% 19,2	8% 14,4	8% 11
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г/кВт·ч	323	335	305	433

* При сооружении ПГЭ установленной мощностью 1600 МВт (2×800) или 1500 (6×250) технико-экономические показатели соответствуют приведенным.

Таблица 21.2. Нормы продолжительности строительства тепловых и атомных электростанций

Тип электростанции	Мощность, тыс. кВт	Число агрегатов, их мощность, тыс. кВт	Норма продолжительности строительства, год	Распределение капиталовложений нарастающим итогом по годам, % сметной стоимости							
				I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
ГРЭС	630	3×210	4	18	65	96	100	—	—	—	—
„	1260	6×210	5	10	39	68	94	100	—	—	—
„	1200	4×300	5	10	50	84	99	100	—	—	—
„	2400	8×300	6	7	31	56	80	96	100	—	—
„	2000	4×500	6	6	30	55	87	98	100	—	—
„	4000	8×500	8	4	19	36	56	75	91	98	100
ГТЭ	300	3×100	3	15	64	100	—	—	—	—	—
ПГЭ	500	2×210+2×35	4	21	79	98	100	—	—	—	—
АЭС	2000	2×1000	8	4	13	28	49	70	88	98	100

Длительность строительства, распределение капиталовложений по годам строительства, а также продолжительность освоения проектных мощностей принимаются по действующим нормативным документам: «Нормы продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений (СН 440—72)», «Нормы продолжительности и уровни освоения проектных мощностей и экономических показателей, вводимых в действие предприятия» (табл. 21.2 и 21.3).

Для учета различия в сроках строительства и освоения мощности, так же как и для ГЭС, по заменяемой ТЭС затраты включаются в расчеты с учетом фактора времени.

Таблица 21.3. Нормы продолжительности и уровни освоения проектных мощностей вводимых в действие энергоблоков и агрегатов тепловых и атомных электростанций

Энергоблок	Мощность, МВт	Топливо	Норма продолжительности освоения проектной мощности, мес	Уровень освоения проектной мощности работы энергоблока или агрегата на конец квартала или года, %			
				I	II	III	IV
Паровой	250, 300	Твердое	8	85	90	100 (на конец первого месяца)	—
	250, 300	Газомазутное	4	100	—	—	—
	500	Твердое	12	85	90	95	100 (на конец второго месяца)
	800	Твердое	15	90	100 (на конец второго месяца)	—	—
	800	Газомазутное	9	80	90	100 (на конец второго месяца)	—
С атомным реактором	1000, 1500	Ядерное	6	75	100 (на конец второго месяца)	—	—

Приведенные за период строительства и освоения удельные капиталовложения в тепловую электростанцию определяются по формуле

$$\bar{k}_{\text{ТЭС}} = \beta_{\text{ТЭС}} k_{\text{ТЭС}}, \qquad (21.22)$$

где

$$\beta_{\text{ТЭС}} = \frac{\sum_t k_{t\,\text{ТЭС}} (1 + E_{\text{н.п}})^{\tau_6 - t}}{\sum_t \Delta N_{t\,\text{ТЭС}} (1 + E_{\text{н.п}})^{\tau_6 - 1}} = \frac{\sum k_{t\,\text{ТЭС}} \rho_t}{\Delta N_{t\,\text{ТЭС}} \rho_t}. \qquad (21.23)$$

Здесь $\beta_{\text{ТЭС}}$ — коэффициент, характеризующий соотношение между приведенными и фактическими удельными капиталовложениями в ТЭС; $k_{\text{ТЭС}}$ — фактические удельные капиталовложения в ТЭС; ρ_t — коэффициент приведения; $k_{t\,\text{ТЭС}}$ — капиталовложения в ТЭС по годам строительства, %; $\Delta N_{t\,\text{ТЭС}}$ — прирост ввода располагаемой мощности, %, на ТЭС в год t по сравнению с годом $(t-1)$.

Ежегодные издержки по производству электроэнергии на заменяемой электростанции складываются из постоянных издержек и переменных издержек (топливная слагаемая). Постоянные издержки состоят из отчислений на амортизацию (реновацию и капитальный ремонт), заработной платы эксплуатационного персонала с начислениями, прочих расходов и определяются согласно ОСТ 34—255. Переменные издержки определяются как произведение изменения расхода топлива в энергосистеме (при вводе заменяемой ТЭС вместо ГЭС) на замыкающие затраты по топливу (см. § 21.8).

Приведенные за период освоения удельные постоянные издержки по заменяемой ТЭС $\bar{И}_{\text{ТЭС}}$ определяются по формуле

$$\bar{И}_{\text{ТЭС}} = \Psi_{\text{ТЭС}} И_{\text{ТЭС}}, \qquad (21.24)$$

где

$$\Psi_{\text{ТЭС}} = \frac{\Sigma \Delta И_{t\,\text{ТЭС}} (1 + E_{\text{н.п}})^{\tau_6 - t}}{\Sigma \Delta N_{t\,\text{ТЭС}} (1 + E_{\text{н.п}})^{\tau_6 - t}} = \frac{\Sigma \Delta И_{t\,\text{ТЭС}} \rho_t}{\Sigma \Delta N_{t\,\text{ТЭС}} \rho_t}. \qquad (21.25)$$

Здесь $\Psi_{\text{ТЭС}}$ — коэффициент, характеризующий соотношение между приведенными и фактическими удельными постоянными издержками по ТЭС; $И_{\text{ТЭС}}$ — фактические удельные постоянные издержки по ТЭС; $\Delta И_{t\,\text{ТЭС}}$ — прирост ежегодных постоянных издержек, %, по ТЭС в год t по сравнению с годом $(t-1)$. Остальные обозначения те же, что и в формуле (21.22) и (21.23).

Приведенные за период освоения удельные издержки по топливной базе определяют так же, как и удельные постоянные издержки по заменяемой ТЭС.

Водный транспорт. Определение заменяемого варианта по воднотранспортному компоненту необходимо для обеспечения тех

же объемов, состава и частоты перевозок, которые могут быть достигнуты при осуществлении водохозяйственного комплекса.

Наиболее вероятным проектным решением, с которым производится сопоставление экономического эффекта от создания гидроузла для водного транспорта, являются водные перевозки при судоходных условиях, которые экономически целесообразно обеспечивать без создания гидроузла на рассматриваемую перспективу, т. е. в условиях свободной реки или условиях, достигнутых на предыдущем этапе гидротехнического строительства.

Как правило, эти путевые условия характеризуются меньшими габаритами судового хода, допускающими эксплуатацию судов меньших размеров и грузоподъемности. При заменяемом варианте обеспечение водным транспортом расчетного грузооборота в объеме, определенном для комплексного решения, может оказаться менее целесообразным, чем использование других видов транспорта (железнодорожного, трубопроводного и пр.). Поэтому в заменяемом варианте наряду с водными возможны перевозки и другими видами транспорта.

В сравниваемых вариантах должны быть учтены капитальные и эксплуатационные затраты на все воднотранспортные мероприятия, необходимые для освоения намечаемого на перспективу объема перевозок (флот, нефть, порты-пристани, судоремонтные предприятия, связь).

Сельскохозяйственные мероприятия. Для мелиорации сельскохозяйственных территорий в качестве альтернативных могут рассматриваться простые водозаборные плотины или одноцелевые гидроузлы орошения на том же водотоке, но с пониженными параметрами, используемыми лишь для нужд сельского хозяйства.

В некоторых случаях в качестве заменяемого должен рассматриваться водозабор из реки без перегораживающих сооружений.

Для оценки эффективности мелиоративных мероприятий в некоторых случаях можно производить сравнение с вариантами орошения старопахотных земель или новых целинных земель.

В качестве альтернативных мероприятий могут рассматриваться варианты обводнения пастбищ в других районах или использования для этих целей подземных вод.

Борьба с наводнениями. Если гидроузел выполняет функции защиты от наводнений, то в качестве альтернативы должно рассматриваться: сооружение специальных противопаводковых водохранилищ, защита дамбами территорий, подверженных затоплениям, вынос объектов из затопляемой зоны либо ликвидация этих объектов и компенсация теряемой в результате наводнений продукции путем сооружения новых объектов на незатопляемой территории.

При невозможности определения альтернативного мероприятия по борьбе с наводнениями в заменяемом варианте допускается учитывать среднемноголетнюю величину ущерба от наводнений.

8—29

Рыбное хозяйство. Существуют две формы воздействия водохозяйственного строительства на условия воспроизводства рыбных запасов. Первая состоит в негативном воздействии плотин на условия воспроизводства рыбных запасов речного бассейна. Соответствующие затраты по компенсации наносимого ущерба учитываются при определении гл. 13 раздела А сметы гидроузла (см. § 21.5). Второе воздействие — это создание благоприятных условий для развития рыбного хозяйства в водохранилище гидроузла.

Рыбохозяйственное освоение водохранилищ, создаваемых в составе гидроузла, рассматривается как новый источник получения рыбной продукции. В качестве заменяемого варианта может служить товарное рыбоводство (озерное и прудовое).

Водоснабжение. Затраты по заменяемым вариантам для водоснабжения определяются по данным другого, наиболее экономичного варианта водоснабжения тех же потребителей с той же надежностью, что и при наличии гидроузла (водозаборная плотина или одноцелевой гидроузел на той же реке, насосный водозабор без подпорных сооружений, регулирование мелких притоков, использование подземных вод, переброска стока при помощи каналов, трубопроводов и насосных станций, опреснение морской и соленой воды и пр.). При этом должны учитываться не только подача воды, но и ее качество, влияющее на условия ее использования потребителями с разными затратами на водоподготовку, а также необходимую очистку и отведение стоков.

При ограниченности водных ресурсов и наличии технических трудностей в привлечении других источников водоснабжения в качестве заменяемых могут рассматриваться варианты маловодоемкой технологии изготовления необходимой продукции или другие варианты размещения проектируемых промышленных предприятий.

Если водохранилище гидроузла служит для повышения качества воды в реке, перегруженной загрязнениями, то в качестве альтернативы могут рассматриваться мероприятия по внедрению водооборотных систем водоснабжения, более совершенных методов очистки сточных вод, сооружению других водохранилищ и пр.

Лесозаготовительная промышленность. В лесных районах при значительных запасах леса в зоне водохранилища, имеющих существенное промышленное значение для народного хозяйства, лесозаготовительная промышленность может выступать участником водохозяйственного комплекса, если для лесосводки и лесоочистки создаются производственные мощности, которые будут использованы затем для нормальных лесозаготовок.

Для оценки эффективности работы лесозаготовительной промышленности в условиях создаваемых гидроузлов сравнение должно производиться с альтернативными мероприятиями по лесозаготовкам, позволяющим получить в том же или другом районе страны одинаковую лесопродуктивность в расчетной перспективе. При включении в расчет лесопродукции из других районов

следует учитывать разницу в затратах по транспортировке леса или продукции лесопереработки до центров потребления.

В заменяемом варианте может требоваться меньшая производственная мощность лесозаготовок, рассчитанная на более длительные нормативные сроки освоения лесных площадей.

При сопоставлении вариантов должно учитываться различие в затратах не только на основное лесозаготовительное производство, но и на транспортные коммуникации, связь и пр.

Водохранилище водохозяйственного комплекса в лесных районах, распространяя подпор на речные притоки, может способствовать транспортировке леса. Получаемый при том экономический эффект также должен учитываться при сравнении с заменяемым вариантом.

21.8. ТОПЛИВНЫЙ ЭФФЕКТ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС И ЗАМЫКАЮЩИЕ ЗАТРАТЫ НА ТОПЛИВО

Топливный эффект проектируемой ГЭС определяется как разность расходов топлива в энергосистеме при сооружении заменяемой ТЭС и проектируемой ГЭС. Возможные типы заменяемых ТЭС рассмотрены в § 21.7.

Топливный эффект ГЭС определяется не по одному году, а за достаточно длительный период эксплуатации для средних по выработке энергии условий.

Топливный эффект проектируемой ГЭС должен определяться без учета влияния на него других ГЭС, вводимых позже. Изменение расхода топлива в энергосистеме, достигаемое вводом более поздних ГЭС, должно учитываться при определении их топливного эффекта.

При наличии в энергосистеме других ГЭС (действующих или проектируемых) с вводом в более ранние сроки, чем рассматриваемая ГЭС, топливный эффект последней должен определяться как разность топливного эффекта всех ГЭС при наличии и отсутствии рассматриваемой. При этом для всей группы ГЭС принимаются те же заменяемые ТЭС, что и для рассматриваемой ГЭС.

Топливный эффект ГЭС должен определяться за длительный период времени с учетом динамики изменения структуры энергосистемы. Экономия топлива в системе в результате включения в нее ГЭС с течением времени увеличивается. Это объясняется влиянием ряда факторов: улучшением с годами структуры энергосистемы из-за ввода более экономичных ТЭС и АЭС и из-за демонтажа и снижения удельного веса малоэкономичных агрегатов ТЭС, разуплотнением суточных графиков нагрузки, возрастанием неравномерности электропотребления, снижением во многих энергосистемах удельного веса ГЭС.

В большинстве случаев возникает необходимость определения некоторого расчетного значения топливного эффекта ГЭС. Это может быть достигнуто путем приведения затрат во времени.

Расчет суточной экономии топлива при вводе ГЭС основан на методе относительных приростов (ОП) расхода топлива.

Определение топливного эффекта ГЭС (при ее сопоставлении с базисной ГЭС) по методу ОП дает достаточно точные результаты. В то же время недостатками метода ОП являются его трудоемкость и потребность в большом числе исходных данных. Это определяет целесообразность применения в проектной практике упрощенных методов расчета топливного эффекта ГЭС, базирующихся на методе ОП.

При этом должны учитываться основные факторы, действующие на топливный эффект ГЭС: тип заменяемой ТЭС, число часов использования установленной мощности ГЭС, структура ТЭС энергосистемы, плотность суточных графиков нагрузки, удельный вес прочих ГЭС в энергосистеме по мощности и число часов их использования, размер резерва и его размещение в энергосистеме, а также изменение указанных факторов во времени.

С увеличением числа часов использования установленной мощности ГЭС ее топливный эффект возрастает, с уменьшением удельного веса ГЭС в энергосистеме и доли старого оборудования на ТЭС топливный эффект проектируемой ГЭС также увеличивается, что объясняется затуханием эффекта выталкивания малоэкономичных КЭС в зону меньшей выработки электроэнергии.

Экономия топлива, обеспечиваемая ГЭС, в денежном выражении является произведением экономии топлива в натуральном выражении и замыкающих затрат на топливо.

Замыкающие затраты на топливо — это система экономических показателей, характеризующих наименьшие удельные народнохозяйственные затраты, необходимые для обеспечения дополнительной потребности в топливе или энергии в том или ином районе страны. Эти показатели учитывают добычу, переработку, транспорт топливных ресурсов и изменяются во времени в соответствии с изменениями топливно-энергетического баланса и исходных технико-экономических показателей.

Из-за объективно существующей ограниченности наиболее эффективных энергетических ресурсов появляется необходимость в каждый данный период времени вовлекать в энергетический баланс наряду со сравнительно дешевыми и более дорогие природные источники энергии. Затратами на дорогие источники оцениваются последствия изменений потребности в энергетических ресурсах в народном хозяйстве, как и их добыча или производство.

Выполнять замыкающие функции могут только те источники, у которых на данном этапе: а) технически возможные размеры добычи превышают требуемый уровень их использования в оптимизированном топливно-энергетическом балансе; б) располагаемые ресурсы и качественные характеристики топлива позволяют обеспечить достаточно широкий круг потребителей (по крайней мере, электростанции) как в своем районе, так и за его пределами.

Замыкающие затраты на топливо формируются в территориальном разрезе для районов, непосредственно снабжаемых топливом одного из замыкающих бассейнов, прямым суммированием приведенных затрат на его добычу и перевозку. В остальных же районах изменения расхода топлива компенсируются каким-либо замыкающим топливом только после более или менее сложных межрайонных перераспределений остальных энергетических ресурсов. Поэтому замыкающие затраты на топливо в таких районах содержат изменения (увеличение или уменьшение) затрат по всей цепочке перераспределения потоков топлива.

Функции замыкающих энергоресурсов в ближайшей перспективе будут выполнять в первую очередь ядерная энергия, используемая атомными КЭС, а также угли Канско-Ачинского и Кузнецкого бассейнов. Эти источники определяют основную схему формирования замыкающих затрат на основные виды топлива и энергии и их численные значения.

Замыкающие затраты на уголь в европейских районах и на Урале определяются как сумма замыкающих затрат на добычу кузнецкого угля и приведенных затрат на его транспорт.

В районах Сибири замыкающим будет канско-ачинский бурый уголь, который по своим физическим свойствам используется преимущественно в пылеугольных топках и имеет ограничения по транспортированию. Возможности его переработки и использования в европейской части СССР ограничены, поэтому для районов Сибири замыкающие затраты на уголь равны показателям добычи и перевозки канско-ачинского бурого угля.

Центральные районы европейской части страны являются зоной использования природного газа, поставляемого из всех основных газодобывающих районов. Замыкающие затраты на природный газ определяются в значительной мере условиями его использования в этих районах, где происходит интенсивное замещение им каменного угля на промышленных котельных и ТЭЦ. Использование газа потребителями взамен угля повышает КПД агрегатов, обеспечивает экономию капиталовложений и эксплуатационных издержек, т. е. обеспечивает так называемый потребительский эффект. Именно на величину этого эффекта замыкающие затраты на газ в соответствующих районах европейской части СССР превышают замыкающие затраты на уголь. Замыкающие затраты на газ в основных районах его добычи определяются как разность значений замыкающих затрат на газ в центральных районах европейской части страны и приведенных затрат на транспорт газа. При определении эффективности пиковых ГЭС и ГАЭС в европейской части СССР, заменяющих ГТУ, должны использоваться замыкающие затраты по газу, который используется этими установками.

При определении эффективности полупиковых ГЭС и ГАЭС в европейской части СССР, заменяющих ПГЭ, также должны использоваться замыкающие затраты на газ, используемый этими установками.

При определении эффективности ГЭС в Центральной Сибири должны использоваться замыкающие затраты на канско-ачинский уголь.

При определении эффективности ГЭС в Средней Азии должны использоваться замыкающие затраты на среднеазиатский природный газ.

При определении эффективности малых ГЭС, проектируемых для энергоснабжения в удаленных северных и восточных, а также горных районах, могут использоваться замыкающие затраты на дизельное топливо.

21.9. ЗАТРАТЫ НА ПРИВЛЕЧЕНИЕ РАБОЧЕЙ СИЛЫ

Действующая «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений» исходит из учета затрат прежде всего на производственную сферу. В п. 7 Типовой методики указывается, что в «объемах капитальных вложений, принимаемых для расчета эффективности, учитываются вложения по всем источникам финансирования в сферу материального производства — в строительство новых, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение и поддержание мощности действующих предприятий, строительство сооружений и других объектов производственного назначения». Вместе с тем в п. 9 Типовой методики указывается, что в «зависимости от специфики производства учитывается также обеспеченность трудовыми ресурсами; в случае, если размещение производства связано со значительным привлечением рабочей силы, капитальные вложения в строительство жилых, коммунальных, культурно-бытовых, торговых и других объектов и затраты на перебазирование рабочих и их семей учитываются в общей потребности капитальных вложений в связи с намечаемым строительством».

Экономия трудовых ресурсов, обеспечиваемая вводом гидроэлектростанций, особенно важна, так как привлечение рабочей силы в промышленность и строительство ограничено, что объясняется снижением рождаемости, имеющей место в последние годы, увеличением количества занятых в непроизводственной сфере и учащихся, практическим исчерпанием возможностей привлечения трудоспособного населения из деревни.

При экономическом обосновании гидроэнергетических объектов необходимо осуществлять подсчет потребных трудовых ресурсов как для гидроэнергетического, так и для заменяемого теплоэнергетического варианта.

Суммарные трудовые ресурсы, потребные для гидроэнергетического варианта, в общем виде для года t могут быть определены как сумма числа работающих в год t на строительстве проектируемой ГЭС и ее эксплуатации.

Суммарные трудовые ресурсы, потребные для заменяемого теплоэнергетического варианта, в общем виде для года t могут быть определены как сумма числа работающих в год t на строительстве заменяемой ТЭС, ее эксплуатации, на строительстве и эксплуатации заменяемых предприятий по добыче и транспорту топлива, а также ремонтников, работающих непосредственно на ремзаводах.

В технико-экономических расчетах должны учитываться дополнительные затраты, вызываемые региональными различиями по обеспечению строящихся и эксплуатируемых предприятий рабочей силой.

Особенно велики затраты на привлечение рабочей силы на Севере, в Сибири и других слабозаселенных и малообжитых районах нового освоения.

Повышенные затраты, связанные с привлечением рабочей силы в районы нового освоения, складываются из:

1) дополнительных затрат для создания социальной инфраструктуры (строительство и эксплуатация жилых зданий, школ, больниц, детских, культурно-просветительных учреждений и зданий коммунального хозяйства)*;

2) повышенной стоимости содержания рабочих и членов их семей;

3) затрат на переселение трудящихся;

4) повышенной заработной платы.

Ниже излагается методика учета первых трех факторов. Последний (четвертый) фактор находит отражение в сметной стоимости строительства (см. § 21.5).

Для расчета капиталовложений в социальную инфраструктуру, приходящихся на одного работающего $K_{соц}$, рекомендуется формула

$$K_{соц} = \frac{CHk_1k_2}{k_3k_4}, \qquad (21.28)$$

где C — стоимость 1 м² жилой площади в базовом районе (Московской обл.), руб.; H — норматив по обеспечению жилой площадью, м²/чел.; k_1 — коэффициент, характеризующий региональное удорожание строительства в соответствующем районе по сравнению с базовым районом; k_2 — увеличение норматива жилой площади для северных и восточных районов по сравнению с центральными районами страны; k_3 — коэффициент, характеризующий долю затрат в жилищное строительство в общих затратах на создание социальной инфраструктуры; k_4 — коэффициент занятости строителей и эксплуатационников, характеризующий отношение работающих в строительно-монтажных и эксплуатационных организациях к общей численности населения.

Основными факторами, вызывающими удорожание в северных и восточных районах страны, являются высокие транспортные расходы, суровые климатические условия, повышенные затраты на рабочую силу, слабая заселенность территории и т. д. Опыт проектирования свидетельствует о том, что коэффициент k_1 составляет для районов Крайнего Севера около 3, а для районов, приравненных к Крайнему Северу, — около 2.

* Для расчета этой составляющей не может быть непосредственно использован раздел Б сметы, так как при принятой нами методике необходимо выявить региональное удорожание строительства, а не абсолютные размеры затрат.

Таблица 21.4. Капиталовложения и издержки, связанные с привлечением рабочей силы, тыс. руб/чел.

Районы	Капиталовложения					Ежегодные издержки			
	создание социальной инфраструктуры	содержание трудящихся (превышение)	переселение трудящихся	всего	дополнительные по сравнению с базисным районом (с округлением)	создание социальной инфраструктуры	содержание трудящихся (превышение)	всего	дополнительные по сравнению с базисным районом
Крайний Север	40,2	2,8	3,0	45,9	34,1	4,8	0,5	5,3	3,9
Центральная Сибирь и зона БАМа	27,1	1,9	2,0	31,0	19,2	3,3	0,4	3,7	2,3
Базисный	11,8	—	—	11,8	—	1,4	—	1,4	—

В суровых климатических условиях предъявляются повышенные требования к жилью. Выравнивание жилищных условий населения различных районов страны предполагает некоторое превышение норм жилья на одного человека в районах сурового климата, поскольку там большая доля жизненного времени проводится внутри помещения. С учетом природно-климатических условий Крайнего Севера и других районов нового освоения коэффициент k_2 составит 1,5.

Капиталовложения в создание социальной инфраструктуры состоят из капиталовложений в жилые здания, учреждения культурно-бытового обслуживания, инженерное оборудование и благоустройство. Доля капиталовложений в жилищное строительство в общих капиталовложениях в создание социальной инфраструктуры (коэффициент k_3) составит 0,55.

Отношение среднесписочной численности работающих в строительно-монтажных и эксплуатационных организациях к общей численности населения (коэффициент k_4) для районов нового строительства составляет 0,42—0,47. Учитывая неизбежный процесс опережающего развития сферы обслуживания в районах нового освоения, коэффициент k_4 на перспективу может приниматься 0,4.

Капиталовложения на создание социальной инфраструктуры $K_{соц}$, определенные по формуле (21.26), и капиталовложения на создание социальной инфраструктуры в базисном районе $K_{соц.баз}$ представлены в табл. 21.4.

Издержки по созданию социальной инфраструктуры $И_{соц}$ составляют около 12 % капиталовложений в социальную инфраструктуру.

Если по экономическим и социальным условиям обосновано применение либо вахтового, либо экспедиционного метода производства работ, то затраты в создание социальной инфраструктуры в районах нового освоения могут быть снижены.

Дополнительные затраты по содержанию трудящихся в районах нового освоения по сравненню с базовым районом вызываются дополнительными расходами на доставку товаров потребления и их хранение, организацию местной продовольственной базы и т. д.

Затраты, связанные с повышенными расходами по содержанию трудящихся в районах нового освоения, $K_{сод}$ и $И_{сод}$ приведены в табл. 21.4.

Затраты на переселение трудящихся состоят из прямых затрат и накладных расходов. Прямые затраты включают в себя транспортные расходы на проезд

переселенцев и их семей, провоз багажа, суточные в пути, единовременное денежное пособие. К накладным затратам относятся затраты на содержание системы оргнабора и переселения, рекламу и информацию населения, почтово-телеграфные расходы, связанные с его организацией.

Затраты на переселение конкретного трудящегося носят единовременный характер, в связи с чем они классифицируются как капитальные.

Подсчет капиталовложений на переселение может производиться по формуле

$$K_{пер} = \frac{B + П + O}{\alpha_{приж}}, \qquad (21.27)$$

где B — стоимость проезда одного трудящегося и членов его семьи до работы (стоимость проезда, провоза багажа и суточные); $П$ — единовременное денежное пособие; O — капиталовложения по службам оргнабора, приходящиеся на одного переселенца; $\alpha_{приж}$ — коэффициент приживаемости мигрантов.

Капиталовложения, связанные с затратами на переселение трудящихся, приведены в табл. 21.4. В этой же таблице приведены суммарные капитальные и ежегодные затраты, связанные с привлечением рабочей силы в районы нового освоения, а также дополнительные капитальные и ежегодные затраты на привлечение рабочей силы в эти районы по сравнению с базисным районом $K_{привл}$ и $И_{привл}$.

Их рекомендуется учитывать в качестве нормативов по экономической оценке мероприятий, связанных с привлечением рабочей силы на энергетические объекты в районы нового освоения.

Значения $K_{привл}$ и $И_{привл}$ могут быть определены по формулам

$$K_{привл} = K_{соц} + K_{сод} + K_{пер} - K_{соц.баз}; \qquad (21.28)$$

$$И_{привл} = И_{соц} + И_{сод} - И_{соц.баз}. \qquad (21.29)$$

Определение капитальных и ежегодных затрат, связанных с привлечением рабочей силы в районы нового освоения, в гидроэнергетическом варианте в год t должно производиться по формулам

$$K_{г.вt} = \Delta T_{г.вt} K_{привл}; \qquad (21.30)$$

$$И_{г.вt} = \Delta T_{г.вt} И_{привл}, \qquad (21.31)$$

где $\Delta T_{г.вt}$ — прирост суммарных трудовых ресурсов, потребных для гидроэнергетического варианта, в год t по сравнению с годом $(t-1)$.

Определение капитальных и ежегодных затрат, связанных с привлечением рабочей силы в районы нового освоения, в теплоэнергетическом варианте в год t должно производиться по формулам

$$K_{т.вt} = \Delta T_{т.вt} K_{привл}; \qquad (21.32)$$

$$И_{т.вt} = \Delta T_{т.вt} И_{привл}, \qquad (21.33)$$

где $\Delta T_{т.вt}$ — прирост суммарных трудовых ресурсов, потребных для теплоэнергетического варианта в год t по сравнению с годом $(t-1)$.

При определении экономической эффективности проектируемой ГЭС затраты, подсчитанные по формулам (21.32) и (21.33), добавляются к затратам в промышленное строительство.

21.10. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ГАЭС

Методика определения экономической эффективности ГАЭС характеризуется рядом особенностей по сравнению с методикой определения эффективности обычных ГЭС. Эти особенности вызываются тем, что заряд ГАЭС обеспечивает повышение энергоотдачи других электростанций энергосистемы в период понижения их нагрузки, вызванной снижением электропотребления.

По режиму работы ГАЭС можно разделить на пиковые и полупиковые. Для пиковых ГАЭС наиболее характерными являются зона разряда продолжительностью 4—5 ч в сутки и зоны заряда продолжительностью 7 ч. Установленная мощность ГАЭС в насосном и генераторном режимах примерно одинакова. Для полупиковых ГАЭС наиболее характерна зона разряда продолжительностью 15—16 ч и длительность полного заряда 7 ч. Насосная мощность полупиковых ГАЭС обычно в 3—3,5 раза превышает генераторную, используемую в балансах энергосистем.

В качестве заменяющего варианта для выполнения турбинных функций ГАЭС в энергосистеме наиболее реальным является строительство газотурбинных электростанций ГТЭ (для пиковых ГАЭС) и парогазовых электростанций ПГЭ (для полупиковых ГАЭС). Основным топливом для обоих видов заменяемых электростанций является газ.

Заряд ГАЭС, осуществляемый в ночном провале суточных графиков нагрузки, приводит к уменьшению трудностей в работе тепловых и атомных электростанций в переменной части графика нагрузки, повышению надежности работы энергосистем, а также и возможно более широкому вводу высокоэкономичных базисных АЭС вместо менее экономичных полупиковых ПГЭ.

Расчет экономической эффективности ГАЭС (включая ее структурный эффект в энергосистеме) сводится к сравнению затрат, связанных с вводом ГАЭС—АЭС, с затратами по вводу полупиковой ПГЭ.

Количественная оценка структурного эффекта ГАЭС, характеризующая ее режимные преимущества, определяется превышением экономии по топливной базе (более низкая топливная составляющая производства электроэнергии на АЭС по сравнению с ПГЭ) над дополнительными затратами по строительству электростанций (более высокие капиталовложения в АЭС по сравнению с ПГЭ).

Основная формула экономической оценки режимных преимуществ ГАЭС имеет вид

$$Э^{реж}_{ГАЭС} = Э^{пп}_{ПГЭ} bЗ - (E_н K_{АЭС} + И_{АЭС} - E_н K^{пп}_{ПГЭ} - И^{пп}_{ПГЭ}), \quad (21.34)$$

где $Э^{пп}_{ПГЭ}$ — выработка полупиковой ПГЭ, заменяемая выработкой АЭС, млн.кВт·ч; b — удельный расход топлива на полупиковой ПГЭ в пересчете на условное топливо, кг/(кВт·ч); $З$—замыкающие затраты на пересчете на условное топливо, руб/т; $K_{АЭС}$—капиталовложения в строительство АЭС, млн. руб.; $И_{АЭС}$ — ежегодные издержки по строительству АЭС, млн. руб.; $K^{пп}_{ПГЭ}$ — капиталовложения в строительство полупиковых ПГЭ, млн. руб.; $И^{пп}_{ПГЭ}$ — постоянные издержки по строительству полупиковой ПГЭ.

В формуле (21.34) $Э^{пп}_{ПГЭ}$ определяется по выражению

$$Э^{пп}_{ПГЭ} = TN_{нас}(24 - t_{нас}), \quad (21.35)$$

где T — число дней работы ГАЭС в течение года; $N_{нас}$ — насосная мощность ГАЭС; $t_{нас}$ — число часов работы ГАЭС в насосном режиме.

В настоящее время в СССР разрабатываются схемы с аккумулированием тепла на АЭС. Кроме того, за рубежом (ФРГ) эксплуатируется пока единственная в мире воздухоаккумулирующая газотурбинная электростанция мощностью 200 МВт. По своему принципу и структурному эффекту эти электростанции аналогичны ГАЭС. Поэтому экономическое сопоставление ГАЭС с такого рода электростанциями носит традиционный характер.

Ряд ГАЭС имеют комплексное назначение и используются в качестве насосных станций для орошения, водоснабжения и т. д. В этих случаях должен учитываться эффект ГАЭС для соответствующих отраслей народного хозяйства.

21.11. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЭС

Общие положения. В настоящее время в СССР насчитывается не менее 200 гидроэлектростанций различной мощности, проработавших более 30 лет. Оборудование многих из них подверглось физическому и моральному износу. Это определяет целесообразность их реконструкции.

Основные предпосылки реконструкции действующих ГЭС следующие:

повышенная аварийность агрегатов, приводящая к снижению надежности энергоснабжения;

недоподача электроэнергии из-за низкого КПД устаревшего оборудования;

заниженные возможности энергоотдачи отдельных, давно построенных ГЭС;

повышенные эксплуатационные издержки (затраты на капитальный ремонт, зарплату, материалы и т. д.).

Экономическая эффективность капиталовложений в реконструкцию действующих ГЭС должна определяться по методу сравнительной эффективности.

При определении эффективности реконструкции действующих ГЭС должен устанавливаться предельный год службы оборудования $t_{пред}$. Этот срок определяется на основе актов обследования технического состояния оборудования и сооружений действующих ГЭС. При отсутствии установленных актами предельных сроков

службы последний рекомендуется принимать отстающим на 40 лет от года начала эксплуатации соответствующего оборудования.

При определении эффективности реконструкции действующих ГЭС следует учитывать, что в годы, следующие за $t_{пред}$, при отсутствии реконструкции дальнейшая эксплуатация оборудования практически невозможна и ее энергоотдача ненадежна.

При определении эффективности реконструкции действующих ГЭС следует различать два случая.

В 1-м случае календарный год осуществления реконструкции совпадает или расположен позднее предельного года службы оборудования, т. е.

$$t_{рек} \geqslant t_{пред}.$$

Во 2-м случае реконструкция осуществляется до наступления предельного срока службы оборудования, т. е.

$$t_{рек} < t_{пред}.$$

Для обоих случаев необходимо определить эффективность затрат на реконструкцию ГЭС по сравнению с затратами на заменяемые электростанции, которые пришлось бы построить в условиях отсутствия реконструкции при достижении $t_{пред}$.

Кроме того, для 2-го случая должна быть определена эффективность осуществления реконструкции в период, когда еще не достигнут предельный срок службы оборудования.

Определение эффективности реконструкции ГЭС в условиях достижения или превышения предельного срока службы оборудования. Определение эффективности реконструкции ГЭС производится путем сравнения приведенных затрат по реконструкции ГЭС с приведенными затратами по заменяемым электростанциям, которые были бы введены в энергосистему при прекращении энергоотдачи всей ГЭС в условиях отсутствия реконструкции.

Приведенные затраты по варианту реконструкции ГЭС рекомендуется определять по формуле

$$З_{рек} = E_н (K_{рек} - Ф_{ликв}) + И^{рек}_{ГЭС}, \qquad (21.36)$$

где $K_{рек}$ — капиталовложения в реконструкцию ГЭС, млн. руб.; $И^{рек}_{ГЭС}$ — издержки в целом по ГЭС в условиях осуществления реконструкции; $Ф_{ликв}$ — ликвидная стоимость демонтируемого оборудования на ГЭС.

При определении амортизационной составляющей издержек в качестве расчетных учитываются фонды ГЭС $Ф^{рек}_{ГЭС}$ в условиях осуществления реконструкции:

$$Ф^{рек}_{ГЭС} = Ф_{бал} - Ф_{дем} + K_{рек}, \qquad (21.37)$$

где $Ф_{бал}$ — балансовая стоимость ГЭС до реконструкции, млн. руб.; $Ф_{дем}$ — балансовая стоимость демонтируемой части фондов ГЭС, млн. руб.; $K_{рек}$ — капиталовложения в реконструкцию ГЭС, млн. руб.

Приведенные затраты по варианту заменяемой тепловой электростанции $З_{зам}$ рекомендуется определять по формуле

$$З_{зам} = N^{рек}_{ГЭС} \alpha_N (E_н K_{зам} + И_{зам}) + Э^{рек}_{ГЭС} \alpha_э b_{эк} З_{топ}, \qquad (21.38)$$

где $N^{рек}_{ГЭС}$, $Э^{рек}_{ГЭС}$ — установленная мощность, МВт, и выработка энергии ГЭС, млн. кВт·ч, в условиях осуществления реконструкции; α_N, $\alpha_э$ — коэффициенты эквивалентности по мощности и энергии между ГЭС и заменяемой электростанцией; $K_{зам}$, $И_{зам}$ — удельные капитальные вложения и удельные ежегодные издержки по заменяемой электростанции, руб/кВт; $b_{эк}$ — удельная экономия топлива, обеспечиваемая вводом ГЭС, в пересчете на условное топливо, кг/(кВт·ч); $З_{топ}$ — замыкающие затраты на топливо в пересчете на условное топливо, руб/т.

Остальные обозначения были приведены выше. Тип заменяемой электростанции должен определяться в соответствии с § 21.7.

Реконструкция ГЭС является эффективной, если $З_{рек} < З_{зам}$.

Так как стоимость оборудования ГЭС составляет 10—12% капиталовложений в гидроэнергетический объект, то реконструкция ГЭС в период, когда достигнут или превышен предельный срок службы оборудования, как правило, оказывается эффективной.

Определение эффективности реконструкции ГЭС в условиях, когда не достигнут предельный срок службы оборудования (ускоренная реконструкция). На первом этапе эффективность реконструкции ГЭС определяется аналогично расчету эффективности в условиях достижения $t_{пред}$. Если реконструкция оказывается эффективной, то рассматривается целесообразность ее ускорения по сравнению с осуществлением в год $t_{пред}$. Основные составляющие эффекта от более раннего осуществления реконструкции следующие: повышение долговечности оборудования, снижение аварийности работы агрегатов на ГЭС, увеличение энергоотдачи (установленной мощности и выработки энергии ГЭС), снижение издержек производства на ГЭС.

За базисный год $t_{баз}$, т. е. за год, в котором коэффициент дисконтирования $E_{н.п} = 1$, в технико-экономических расчетах рекомендуется принимать год осуществления реконструкции $t_{баз} = t_{рек}$.

Ниже приводится методика определения отдельных составляющих эффекта ускоренной реконструкции.

Эффект по повышению долговечности оборудования. В условиях реконструкции новое оборудование прослужит длительный период времени, равный сроку службы оборудования $t_{сл}$, а старое оборудование (заменяемый вариант — отсутствие реконструкции) — лишь ограниченный период времени ($t_{пред} - t_{рек}$). Таким образом, в заменяемом варианте в год $t_{пред}$ также придется осуществить затраты на реконструкцию.

Необходимо учитывать, что в варианте реконструкции повторная замена оборудования (повторная реконструкция) будет осуществляться раньше, чем в заменяемом варианте.

Расчетный эффект $З_{долг}$ от повышения долговечности оборудования составит:

$$З_{долг} = (E_н K_{рек} \pm \Delta И_{рек}) [(1 + E_{н.п})^{-t_{пред}} - (1 + E_{н.п})^{-t^п_{п.рек}} + (1 + E_{н.п})^{-t^а_{п.рек}}], \quad (21.39)$$

где $\Delta И_{рек}$ — изменение («+» увеличение, «—» снижение) издержек по ГЭС, вызванное реконструкцией, млн. руб.; $t^п_{п.рек}$ — год осуществления повторной реконструкции ГЭС в проектируемом варианте; $t^а_{п.рек}$ — год осуществления повторной реконструкции на ГЭС в альтернативном решении.

Если в практических расчетах принять разрыв между $t_{рек}$ и $t^п_{п.рек}$ (аналогично между $t_{пред}$ и $t^а_{п.рек}$) равным 40 лет, то слагаемыми $(1 + E_{н.п})^{-t^п_{п.рек}}$ и $(1 + E_{н.п})^{-t^а_{п.рек}}$ можно пренебречь, так как разница между ними оказывается менее 2 %. Тогда формула (21.39) принимает вид

$$З_{долг} = (E_н K_{рек} \pm \Delta И_{рек})(1 + E_{н.п})^{-t_{пред}}. \quad (21.40)$$

Эффект по снижению аварийности работы агрегатов на ГЭС. Эксплуатация действующего оборудования в период до достижения предельных сроков работы связана с повышенной аварийностью его работы. При осуществлении реконструкции показатель аварийности должен соответствовать нормативным.

Превышение аварийности $\Delta\alpha_{ав}$ при продолжении эксплуатации действующего оборудования определяют по формуле

$$\Delta\alpha_{ав} = \alpha_{ав.ф} - \alpha_{ав.н}, \quad (21.41)$$

где $\alpha_{ав.ф}$ — фактическая аварийность действующего оборудования ГЭС; $\alpha_{ав.н}$ — нормативная аварийность оборудования ГЭС (0,5 %).

Повышенная аварийность агрегатов ГЭС в варианте эксплуатации действующего оборудования (отсутствие реконструкции) приведет к снижению энергоотдачи ГЭС и необходимости ее соответствующей компенсации заменяемыми электростанциями. Эффект по снижению аварийности будет носить временный характер, если в альтернативном варианте (отсутствие реконструкции) при достижении предельного срока службы $t_{пред}$ также будет проведена реконструкция и аварийность оборудования ГЭС достигнет нормативного значения.

Расчетный эффект, связанный со снижением аварийности агрегатов ГЭС $З_{ав}$, составит:

$$З_{ав} = \Delta\alpha_{ав} N_{ГЭС} \alpha'_N (E_н K_{зам} + И_{зам}) [1 - (1 + E_{н.п})^{-t_{пред}}] + \Delta Э_{ГЭС ав} \alpha'_э b_{эк} З [1 - (1 + E_{н.п})^{-t_{пред}}], \quad (21.42)$$

где $N_{ГЭС}$ — установленная мощность ГЭС без реконструкции, МВт; $\Delta Э_{ГЭС ав}$ — снижение выработки энергии на ГЭС при уменьшении ее располагаемой мощности с $N_{ГЭС}$ до $(N_{ГЭС} - \alpha_{ав} N_{ГЭС})$, млн. кВт·ч; α'_N, $\alpha'_э$ — коэффициенты эквивалентности по мощности и энергии (за исключением различной аварийности).

Тип заменяемой электростанции должен определяться в соответствии с § 21.7. При этом для определения расчетного числа часов использования заменяемой

электростанции, компенсирующей повышенную аварийность ГЭС $h_{ав}$, принимается формула

$$h_{ав} = \frac{\Delta Э_{ГЭС ав}}{\Delta\alpha_{ав} N_{ГЭС}}. \quad (21.43)$$

Эффект от увеличения энергоотдачи ГЭС. Реконструкция оборудования ГЭС сопровождается, как правило, установкой агрегатов с более высокими значениями КПД. Зачастую оказывается возможным увеличение единичной мощности агрегатов.

В результате реконструкции может быть увеличена установленная мощность ГЭС $N_{УСТ}$ и выработка энергии на ней $\Delta Э_{ГЭС}$. При этом дополнительная выработка ГЭС состоит из двух составляющих

$$\Delta Э_{ГЭС} = \Delta Э_\eta + \Delta Э_N, \quad (21.44)$$

где $\Delta Э_\eta$ — прирост выработки энергии, вызванной повышением КПД реконструируемого оборудования, по сравнению с действующим; $\Delta Э_N$ — прирост выработки энергии, вызванный повышением единичной мощности агрегатов на ГЭС.

Абсолютный прирост установленной мощности ГЭС в результате реконструкции $\Delta N_{УСТ}$ относительно невелик, поэтому прирост используемой мощности ГЭС в результате реконструкции $\Delta N_{исп}$ может определяться без покрытия графиков нагрузки энергосистем по упрощенной формуле

$$\Delta N_{исп} = \Delta N_{УСТ} \frac{\Delta Э_\eta}{\Delta Э_{ГЭС}}. \quad (21.45)$$

Расчетное число часов использования для определения типа заменяемой электростанции $h_{эн}$ определяют по формуле

$$h_{эн} = \frac{\Delta Э_{ГЭС}}{\Delta N_{УСТ}}. \quad (21.46)$$

Расчетный эффект, связанный с повышением энергоотдачи ГЭС, $З_{эн}$ составит:

$$З_{эн} = \alpha'_N \Delta N_{исп} (E_н K_{зам} + И_{зам}) [1 - (1 + E_{н.п})^{-t_{пред}}] + \alpha'_э \Delta Э_{ГЭС} b_{эк} З [1 - (1 + E_{н.п})^{-t_{пред}}]. \quad (21.47)$$

Эффект от снижения эксплуатационных затрат по ГЭС. Благодаря реконструкции ГЭС могут быть снижены эксплуатационные затраты $И^{рек}_{ГЭС}$ за счет уменьшения численности персонала (расходы на зарплату) и затрат на материалы (масла и др.).

Определение эффективности реконструкции ГЭС при ее осуществлении в $t < t_{пред}$ (ускоренная реконструкция).

Приведенные затраты по варианту реконструкции ГЭС $З^{рек}_{уск}$ рекомендуется определять по формуле

$$З^{рек}_{уск} = E_н (K_{рек} + Ф_{ост} - Ф_{ликв}) \pm \Delta И_{рек}, \quad (21.48)$$

где $Ф_{ост}$ — остаточная стоимость демонтируемого оборудования на ГЭС.

Остальные обозначения были приведены выше.

Приведенные затраты по заменяемому варианту ускоренной реконструкции $З_{уск}^{зам}$ могут быть определены по формуле

$$З_{уск}^{зам} = З_{долг} + З_{ав} + З_{эн}. \qquad (21.49)$$

Ускоренная реконструкция ГЭС является эффективной, если

$$З_{уск}^{рек} < З_{уск}^{зам}.$$

21.12. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА

Затраты на строительство гидроузлов комплексного назначения должны быть распределены между участниками водохозяйственного комплекса для определения долевого участия различных ведомств в финансировании капиталовложений в комплексные гидроузлы и определения технико-экономических показателей отдельных компонентов — участников ВХК.

Отрасли народного хозяйства, получающие экономический эффект от сооружения гидроузла, должны участвовать в затратах на его строительство и эксплуатацию.

Целесообразность включения в состав ВХК любого участника должна определяться сопоставлением приведенных затрат в вариантах ВХК при наличии этого компонента и без него.

Основные методические положения по распределению затрат ВХК между участниками комплекса, следующие.

Если приведенные затраты по ВХК близки к приведенным затратам по заменяемому варианту, то рекомендуется использовать метод, обеспечивающий одинаковую сравнительную эффективность для всех участников комплекса $E_i^{гу} = E^{гу}$ при одинаковой норме ω ежегодных издержек по отношению к капиталовложениям.

Рекомендуются следующие формулы:

$$E_i^{гу} = \frac{\overline{И}_i^{а} - \overline{И}_i^{гу} - \overline{И}_i}{\overline{К}_i^{гу} + \overline{К}_i - \overline{К}_i^{а}}; \qquad (21.50)$$

$$\overline{И}_i^{гу} = \omega \overline{К}_i; \qquad (21.51)$$

$$\omega = \frac{\overline{И}^{гу}}{\overline{К}_{гу}}, \qquad (21.52)$$

где $\overline{К}^{гу}$, $\overline{И}^{гу}$ — капиталовложения и ежегодные издержки по гидроузлу, подсчитанные с учетом фактора времени; $\overline{К}_i$, $\overline{И}_i$ — сопутствующие капиталовложения и ежегодные издержки участника i, подсчитанные с учетом фактора времени; $\overline{К}_i^{а}$, $\overline{И}_i^{а}$ — капиталовложения и ежегодные издержки по альтернативным мероприятиям участника i, подсчитанные с учетом фактора времени.

Капиталовложения по комплексному гидроузлу, относимые на участника i, определяются по формуле

$$К_i^{гу} = \frac{E^{гу}(\overline{К}_i^{а} - \overline{К}_i) + \overline{И}_i^{а} - \overline{И}_i}{E^{гу} + \omega}. \qquad (21.53)$$

Если приведенные затраты по ВХК существенно ниже приведенных затрат по заменяемому варианту, то распределение затрат рекомендуется проводить по методу, обеспечивающему одинаковую степень снижения приведенных затрат для каждого участника ВХК по сравнению с альтернативными приведенными затратами α при одинаковой норме ежегодных издержек по отношению к капиталовложениям ω:

$$\alpha = \frac{E_н(\overline{К}_i^{гу} + \overline{К}_i) + \overline{И}^{гу} + \overline{И}_i}{E_н \overline{К}_i^{а}}. \qquad (21.54)$$

Капиталовложения, относимые на участника i, определяются по формуле

$$\overline{К}_i^{гу} = \frac{\alpha(E_н \overline{К}_i^{а} + И_i^{а}) - E_н \overline{К}_i - \overline{И}_i}{E_н + \omega}. \qquad (21.55)$$

При отсутствии данных по альтернативным мероприятиям распределение затрат между компонентами ВХК рекомендуется осуществлять по методу, обеспечивающему одинаковую общую эффективность для каждого участника ВХК ($Э_{к.п}^{гу\,i} = Э_{к.п}^{гу\,i}$) при одинаковой норме ежегодных издержек для каждого участника комплекса ω:

$$Э_{к.п}^{гу} = \frac{\overline{Ц}_i - \overline{И}_i^{гу} - \overline{И}_i}{\overline{К}_i^{гу} + \overline{К}_i}, \qquad (21.56)$$

где $\overline{Ц}_i$ — стоимость годового выпуска продукции компонента в оптовых ценах с учетом фактора времени.

Капиталовложения, относимые на участника i, определяются по формуле

$$\overline{К}_i^{гу} = \frac{\overline{Ц}_i - \overline{И}_i - Э_{к.п}^{гу}}{Э_{к.п}^{гу} + \omega}. \qquad (21.57)$$

При распределении текущих затрат отраслевые ежегодные издержки должны относиться на соответствующие отрасли ВХК.

Капиталовложения и ежегодные издержки, относимые на i-й компонент водохозяйственного комплекса, определяются с учетом фактора времени [см. (21.50)—(21.57)]. Фактические капиталовложения, относимые на каждого участника, определяются про-

порционально соотношению:

$$x = \frac{K_{гу}}{\overline{K}_{гу}}. \qquad (21.58)$$

Аналогично фактические ежегодные издержки, относимые на каждого участника, определяются пропорционально соотношению:

$$y = \frac{И_{гу}}{\overline{И}_{гу}}. \qquad (21.59)$$

21.13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

Эффективность научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ является частью общей задачи повышения эффективности гидроэнергетики и гидроэнергетического строительства. Поясним основные термины и понятия.

Научно-исследовательская работа (НИР) — теоретическая (методическая) или экспериментальная работа, выполняемая для получения нового научного результата или обоснования предложений по решению народнохозяйственной задачи.

Опытно-конструкторская разработка (ОКР) — работа, выполняемая для получения проектно-конструкторских разработок и апробации нового решения, предложенного в результате выполнения НИР или не требующего проведения НИР.

Внедрение результатов НИР и ОКР — это их применение для решения конкретных практических задач.

Внедренными в производство считаются рекомендации НИР и ОКР, использованные в утвержденных Минэнерго СССР проектах, чертежах, в строительстве и эксплуатации гидроэнергетических объектов при условии подтверждения факта внедрения со стороны заказчика.

Экономический эффект НИР и ОКР — количественная оценка изменения экономических показателей от внедрения результатов НИР и ОКР в народное хозяйство. В зависимости от стадии выполнения он подразделяется на:

1) потенциальный экономический эффект (стадия обоснования и планирования НИР), который в расчете экономических показателей определяется по возможному объему внедрения результатов НИР;

2) ожидаемый экономический эффект (стадия итоговой отчетности по НИР), который в расчете экономических показателей определяется по плановому объему внедрения;

3) фактический экономический эффект (стадия внедрения НИР), который определяется для полностью или частично внедренных НИР в соответствии с достигнутым объемом внедрения.

Количественная оценка экономического эффекта не определяется по научно-исследовательским работам, относящимся к поисковым исследованиям, прогнозированию и планированию, специальной тематике, а также к исследованиям, связанным с определением эффективности отрасли и отдельных объектов.

Эффективность — мера народнохозяйственной целесообразности проведения НИР и ОКР. В качестве показателя экономической эффективности проведения НИР и ОКР обычно используется отношение эффекта к затратам на НИР и ОКР, включая расходы, связанные с внедрением.

Результатом НИР должно являться снижение единовременных затрат и текущих издержек на строительство и эксплуатацию энергетических объектов.

Эффект от использования результатов НИР и ОКР (часто называемый «годовой экономический эффект») определяется разностью приведенных затрат, исчисляемой для базисного и рекомендуемого вариантов. Вариант, разработанный в результате выполнения НИР и ОКР, считают рекомендуемым вариантом.

Эффект (годовой экономический эффект) НИР и ОКР определяется по формуле

$$Э = (И_б + E_н K_б) - (И_р + E_н K_р) - E_н K_{п.з}, \qquad (21.60)$$

где $И_б$ и $И_р$ — ежегодные издержки по базовому и рекомендуемому по результатам НИР и ОКР вариантам, млн. руб/год; $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности; $K_б$ и $K_р$ — единовременные капиталовложения по базовому и рекомендуемому по результатам НИР и ОКР вариантам, млн. руб.; $K_{п.з}$ — предпроизводственные капиталовложения в исследования и разработки, млн. руб.

Капиталовложения в энергетические и водохозяйственные объекты состоят из затрат на строительно-монтажные работы, приобретение оборудования и прочие работы. Капиталовложения определяются проектом. После приемки объекта в постоянную эксплуатацию они принимают форму основных фондов объекта. Изменение капиталовложений по результатам НИР определяется специальным расчетом.

Издержки по энергетическим и водохозяйственным объектам включают амортизацию (реновацию и капитальный ремонт), зарплату, затраты на текущий ремонт и прочие расходы.

Предпроизводственные затраты включают в себя все элементы затрат, необходимые для проведения разработки и передачи результатов в производство, т. е. собственно научные (теоретические и экспериментальные) исследования, экспериментальное проектирование, конструирование экспериментального оборудования, аппаратов и приборов, а также изготовление и испытание опытных образцов в процессе исследования.

При определении эффективности НИР и ОКР следует учитывать, что, как правило, имеет место разрыв во времени между сроками проведения НИР и ОКР, осуществлением предпроизводственных затрат и внедрением соответствующих мероприятий в строительство и эксплуатацию энергетических и водохозяйственных объектов.

Соответствующий годовой экономический эффект с учетом фактора времени ($Э_т$) рекомендуется определять по формуле

$$Э_т = \sum_{t=1}^{T} \{[(\Delta И_{т.б} + E_н K_{т.б}) - (\Delta И_{tр} + E_н K_{tр}) - E_н K_{tп.з}](1 + E_{н.п})^{t_б - t}\}, \quad (21.61)$$

где $\Delta И_{tб}$ и $\Delta И_{tр}$ — прирост ежегодных издержек в год t по сравнению с годом $(t-1)$ соответственно по базисному и по рекомендуемому вариантам, млн. руб/год; $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат; $K_{tб}$ и $K_{tр}$ — капиталовложения в год t соответственно по базисному и рекомендуемому вариантам, млн. руб; $t_б$ — базисный год (рекомендуется принимать за базисный тот год, когда происходит внедрение НИР); t — текущий год; T — год, за пределами которого рассматриваемые варианты не требуют капиталовложений, а ежегодные издержки остаются постоянными для всех сравниваемых вариантов; $K_{tп.з}$ — предпроизводственные затраты в год t, млн. руб.

При внедрении рекомендаций НИР на ряде объектов годовой экономический эффект определяется суммированием годового экономического эффекта, полученного на отдельных объектах. Суммирование эффектов также должно производиться с учетом фактора времени.

Базисный вариант для сравнения должен выбираться с учетом стадии выполнения НИР.

При определении потенциального экономического эффекта, кроме сравнения с освоенной техникой, надо проводить оценку эффективности в сопоставлении с другими вариантами новой техники того же назначения, находящимися в стадии разработки. Для этих вариантов рекомендуется исходить из технико-экономических показателей, имеющихся в момент сравнения, и учитывать возможные пределы их изменения.

При определении ожидаемого экономического эффекта в качестве базового варианта должен приниматься уровень техники, который будет достигнут к моменту завершения НИР.

При определении фактического экономического эффекта за базовый вариант должен приниматься уровень наиболее экономично действующей техники или технологии.

При расчетах экономического эффекта НИР не требуется определять стоимость тех элементов сравниваемых вариантов, которые не изменяются при внедрении НИР, достаточно рассчитать те составляющие единовременных затрат и текущих издержек, которые различны по вариантам.

Во всех случаях в сравниваемых вариантах должны быть соблюдены условия сопоставимости, т. е. должны быть одинаковыми количества всех видов получаемой потребителями энергетической и неэнергетической (если таковая вырабатывается рассматриваемыми объектами) продукции, ее распределение во времени и др.

Экономический эффект от внедрения НИР и ОКР проявляется главным образом в снижении сметной стоимости строительства энергетических объектов и издержек на их эксплуатацию, а также в повышении энергетической и комплексной отдачи объектов. Эффект НИР и ОКР может способствовать более раннему вводу гидроэнергетических объектов в эксплуатацию.

Экономический эффект от внедрения в производство результатов НИР и ОКР является комплексным итогом деятельности научно-исследовательских, проектно-конструкторских, технологических и производственных организаций.

Расчет долевого участия организаций в полученном экономическом эффекте следует проводить в соответствии с рекомендациями «Положения о порядке образования и использования фондов экономического стимулирования в научно-исследовательских, конструкторских, проектно-конструкторских и технологических организациях, производственных объединениях и предприятиях, переведенных на хозрасчетную систему организации работ по созданию, освоению и внедрению новой техники на основе заказов-нарядов (договоров)», утвержденного ГКНТ, Госпланом СССР, Минфином СССР и ВЦСПС в 1980 г. Согласно этому положению распределение доли экономического эффекта, %, следующее

Всего	100
В том числе работы:	
научно-исследовательские и проектно-конструкторские	20—40
технологические и по подготовке производства	20—40
по освоению и организации производства новой техники	30—50

Если долю научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ в годовом экономическом эффекте обозначить коэффициентом α_N, то часть годового экономического эффекта, относящегося на научные и проектные работы $Э_{н.п}$, можно определить по формулам

$$Э_{н.п} = \alpha_N Э \quad (21.62)$$

или

$$Э_{н.п} = \alpha_N Э_т. \quad (21.63)$$

Показатель эффективности научно-исследовательских работ рекомендуется определять по формуле

$$\eta_{НИР} = \frac{Э_{н.п}}{K_{п.з}}. \quad (21.64)$$

Так же как и годовой экономический эффект, показатель эффективности научно-исследовательских работ может быть:

потенциальным (отношение потенциального экономического эффекта, приходящегося на научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы, к потенциальным предпроизводственным затратам). Этот показатель должен использоваться на стадии обоснования и планирования НИР;

ожидаемым (отношение ожидаемого экономического эффекта, приходящегося на научно-исследовательские и проектно-кон-

структорские работы, к ожидаемым предпроизводственным затратам). Этот показатель должен использоваться на стадии итоговой отчетности по НИР;

фактическим (отношение фактического экономического эффекта, приходящегося на научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы, к фактическим предпроизводственным затратам). Этот показатель должен использоваться на стадии внедрения НИР.

Когда научно-исследовательская работа выполняется несколькими организациями и требуется распределение эффекта между соисполнителями, то это распределение можно осуществлять, исходя из доли каждой организации в $K_{п.з}$. При этом возможна корректировка такого распределения с учетом других показателей, например теоретической значимости отдельных работ, затраты на выполнение которых недостаточно характеризуют их вклад в общий эффект.

При распределении эффекта пропорционально доли каждой организации в $K_{п.з}$ показатели эффективности для всех организаций, принимавших участие в выполнении соответствующих НИР и ОКР, будут равны. Принятие для какой-то организации повышенной доли эффекта соответственно увеличит показатель эффективности.

ГЛАВА 22

ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

22.1. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ

Для создания новых, а также для расширения и реконструкции действующих основных фондов необходимы капиталовложения.

Структура капиталовложений по подотраслям электроэнергетики следующая, %:

	Строительно-монтажные работы	Оборудование и прочие затраты
Гидроэлектростанции	80	20
Конденсационные электростанции	55	45
Газотурбинные электростанции	45	55
Атомные электростанции	40	60
Электрические сети (с подстанциями) напряжением 35 кВ и выше	65	35

В практике проектирования часто применяют показатели удельных капиталовложений. В гидроэнергетике наибольшее распространение получили две характеристики — удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности k_N и удельные капиталовложения

на 1 кВт·ч среднемноголетней выработки электроэнергии $k_э$

$$k_N = K_э / N^{уст}_{ГЭС}; \quad (22.1)$$

$$k_э = K_э / Э_{ГЭС}, \quad (22.2)$$

где $Э_{ГЭС}$ — среднемноголетняя выработка энергии на ГЭС.

Так как значительная часть гидроэлектростанций предназначается для работы в пиковой и полупиковой части графика нагрузок, т. е. с числом часов использования ГЭС, достигающим 6000—6500, то удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности могут дать искаженное представление о ГЭС. Поэтому необходимо при сопоставлениях принимать во внимание оба вида показателей.

22.2. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГИИ НА ГЭС

Важным технико-экономическим показателем гидроэнергетических объектов являются ежегодные издержки производства (себестоимость годового выпуска продукции). Так же как и для капиталовложений, различают ежегодные издержки по гидроузлу $И_{гу}$ и ежегодные издержки, относимые на энергетику $И_э$.

Себестоимость электрической энергии $S_э$ определяется в результате деления ежегодных издержек $И_э$ на количество энергии $Э^{ш}_{ГЭС}$, отпущенной за год с шин высокого напряжения, коп/(кВт·ч):

$$S_э = \frac{И_э}{Э^{ш}_{ГЭС}}, \quad (22.3)$$

где $Э^{ш}_{ГЭС}$ равно годовой выработке электрической энергии ГЭС за вычетом расхода энергии на собственные нужды и потерь энергии в трансформаторах.

Ежегодные издержки на гидроэлектростанции состоят из амортизационных отчислений и эксплуатационных расходов.

Анализ структуры себестоимости электроэнергии на ГЭС показывает, что наибольший удельный вес в ней составляет амортизация основных фондов — около 85 % (для крупных ГЭС) и около 70 % (для малых ГЭС).

Амортизация основных фондов — постепенное (по мере износа) перенесение стоимости основных фондов на производимую продукцию. Действующие нормы амортизации состоят из двух частей; нормы для полного восстановления (реновации) основных фондов и нормы для их частичного восстановления (капитального ремонта). Общая норма амортизационных отчислений является суммой этих норм (табл. 22.1).

Ежегодные нормы отчислений на реновацию определяют по формуле

$$\alpha = \frac{1}{t_{сл}}, \quad (22.4)$$

где $t_{сл}$ — срок службы сооружения или оборудования с учетом его морального износа.

Если, например, данное оборудование должно быть заменено новым через 50 лет, то норма отчислений на реновацию α составляет 0,02.

Таблица 22.1. **Действующие нормы амортизационных отчислений, %**

Сооружения гидроузлов, основные фонды	Общая норма амортизационных отчислений	В том числе	
		на полное восстановление	на капитальный ремонт
Плотины при крупных гидроэлектростанциях:			
бетонные гравитационные и массивно-контрфорсные; из грунтовых материалов	1,05	1,0	0,05
тонкостенные бетонные (арочные, многоарочные, контрфорсные); а также туннели	1,06	1,0	0,06
Массивные водосливы и водоприемники бетонные и железобетонные	1,09	1,0	0,09
Напорные трубопроводы и уравнительные резервуары:			
металлические	1,27	1,0	0,27
железобетонные	1,14	1,0	0,14
Деривационные каналы, напорные бассейны ГЭС и ГАЭС	1,12	1,0	0,12
Водохранилище при земляных плотинах	1,35	1,35	—
Гидроагрегаты всех типов с комплектующим и вспомогательным оборудованием	2,9	2,0	0,9

Для малых гидроагрегатов относительно небольшой стоимости ежегодные расходы на капитальный ремонт (% стоимости гидроагрегата) выше, чем для крупных гидроагрегатов. Поэтому при стоимости гидроагрегатов менее 1,5 млн. руб. к норме амортизационных отчислений на капитальный ремонт применяется коэффициент 1,2.

Нормы амортизационных отчислений (табл. 22.1) разработаны для I и II класса гидротехнических сооружений крупных ГЭС. Для сооружений III класса к общей норме амортизационных отчислений применяется коэффициент 1,15, для сооружений IV класса — 1,25. К крупным ГЭС относятся все гидроэлектростанции мощностью 25 тыс. кВт и выше; III класс — гидроэлектростанции мощностью от 50 до 300 тыс. кВт; IV класс — гидроэлектростанции мощностью 50 тыс. кВт и ниже.

Эксплуатационные расходы на ГЭС состоят из затрат на вспомогательные материалы, заработную плату, услуги вспомогательных производств, текущий ремонт и пр.

По статье «Вспомогательные материалы» учитываются затраты на турбинное и трансформаторное масло, химические реактивы, электрощетки для генераторов, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы, смазочные и обтирочные материалы и т. д.

По статье «Основная и дополнительная заработная плата» учитывается заработная плата производственного персонала цехов, включая заработную плату инженерно-технических работников и служащих. Приближенно расходы по заработной плате определяются произведением количества персонала на среднегодовой фонд заработной платы одного работника гидроэлектростанции.

На статью «Услуги вспомогательных производств» относятся затраты по работам, производимым своими вспомогательными хозяйствами для основного производства, как, например, стоимость услуг автотранспорта по доставке материалов со склада и по внутристанционным перевозкам и т. п.

На статью «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» относятся затраты по текущему ремонту основных фондов производственных цехов (зданий, сооружений, оборудования, хозяйственного инвентаря и инструмента). Сюда относятся также основная и дополнительная заработная плата с начислениями на нее ремонтных рабочих и ИТР по руководству текущим ремонтом, стоимость ремонтных материалов и используемых запасных частей, стоимость услуг сторонних организаций и собственных вспомогательных производств (механических и автотранспорта) и пр.

По статье «Общественные расходы» учитываются расходы на заработную плату административно-управленческого персонала, налоги и сборы, расходы по охране предприятия и т. п.

На статью «Прочие прямые расходы» относятся оплата услуг посторонних организаций, расходы по охране труда и техники безопасности, расходы по анализам и испытаниям оборудования, производимым сторонними организациями, и прочие расходы.

Структура затрат на производство энергии по годам для отдельных гидроэлектростанций меняется незначительно, в пределах одного процента, что практически не влияет на себестоимость энергии. Колебания себестоимости энергии на ГЭС по годам вызваны главным образом различным годовым стоком.

22.3. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

Обобщающим показателем производительности труда в гидроэнергетике является выработка валовой продукции в рублях (ВП) на одного работника промышленно-производственного персонала. Применяется также показатель товарной продукции в рублях на одного работника промышленно-производственного персонала. Товарная продукция меньше валовой продукции на расход электроэнергии на собственные нужды (в стоимостном выражении). В последнее время широкое распространение получил показатель чистой продукции (ЧП), отнесенной к одному работнику промышленно-производственного персонала. Чистая продукция характеризует стоимость, созданную на данной электростанции, и может быть определена по формуле

$$ЧП = ВП - И_э + И_{ам}, \qquad (22.5)$$

где $И_{ам}$ — амортизационная составляющая издержек по производству энергии на ГЭС.

Оценка производительности труда производится также и по натуральным показателям, необходимость в которых определяется тем, что объем валовой продукции для гидроэнергетических объектов лишь в небольшой степени зависит от усилий коллектива ГЭС, а в основном определяется возможными ресурсами ГЭС и требованиями энергосистемы. Натуральные показатели позволяют более полно оценить усилия коллектива по повышению производительности труда. Наиболее распространенным из них является штатный коэффициент. Он представляет собой отношение численности промышленно-производственного персонала станции к установленной мощности ГЭС (чел/МВт).

ГЛАВА 23

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГЭС И ГАЭС

23.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

К основным параметрам гидроэнергетической установки (ГЭС, ГАЭС), которые обосновываются в процессе проектирования, относятся: отметка НПУ, полезный объем и глубина сработки водохранилища, установленная мощность, обеспеченность энергоотдачи, технические данные основного энергетического оборудования и водопроводящих сооружений.

Изменения каждого из этих параметров влияют на энергетические и экономические показатели гидроузла. Энергетические показатели — мощность и выработка электроэнергии — определяют энергетический эффект ГЭС в системе, связанные с ними экономические показатели — капиталовложения и издержки — отражают единовременные и текущие затраты, необходимые для сооружения и эксплуатации объекта.

Выбор оптимального значения каждого параметра производится путем сравнения вариантов на основе технико-экономических расчетов и всестороннего анализа факторов, не поддающихся экономическим оценкам. Основным расчетным методом, используемым при выборе параметров гидроэнергетической установки, является метод сравнительной экономической эффективности (см. гл. 21).

Критерием оптимальности любого параметра ГЭС является минимум целевой функции, которая должна включать не только затраты по проектируемому или заменяемому объекту, но также и изменения затрат по другим объектам народного хозяйства, связанным с проектируемым. В зависимости от вида параметра и условий, в которых будет работать проектируемый гидроузел (комплексное или чисто энергетическое назначение, в каскаде или изолированно и т. д.), структура целевой функции будет различной. Так, для энергетического гидроузла, работающего изолированно, т. е. не в каскаде, целевая функция представляет собой суммарные приведенные затраты по энергосистеме с включением в нее данной ГЭС или заменяющей электростанции.

Основной принцип метода сравнительной эффективности — тождественность сравниваемых вариантов по материальному эффекту, т. е. сохранение при осуществлении любого из сравниваемых вариантов заданного уровня материального баланса в народном хозяйстве. В расчетах энергетических объектов это означает, что сравниваемые варианты должны рассматриваться в условиях одинакового уровня электропотребления и нагрузки энергосистемы. Одинаковой должна быть надежность электроснабжения. Режимы работы электростанций в энергосистеме должны быть оптимальными.

Варианты, отличающиеся друг от друга параметрами проектируемого объекта, должны приводиться к одинаковому энергетическому эффекту. Так, если обозначить нагрузку энергосистемы на современном уровне P_0, а нагрузку на перспективном расчетном уровне P_1, то покрытие прироста нагрузки в зависимости от параметра ГЭС (например, установленной мощности) можно представить графиком на рис. 23.1.

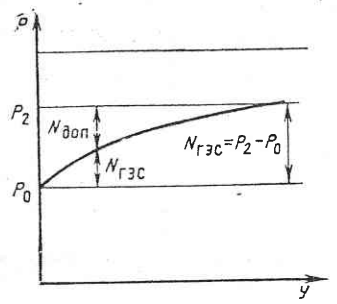


Рис. 23.1. Схема покрытия нагрузки системы при изменении параметра

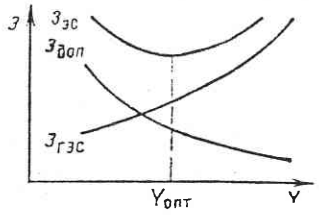


Рис. 23.2. Схема выбора оптимального параметра ГЭС по минимуму затрат в системе

В общем случае часть прироста нагрузки может быть покрыта проектируемой ГЭС $N_{ГЭС}$, а остальная часть — другими проектируемыми электростанциями энергосистемы, в том числе замыкающими энергетический баланс энергосистемы. Эти электростанции в сопоставительных расчетах используются в качестве объектов, заменяемых ГЭС.

Чем меньше значение параметра Y, тем больше должна быть дополняющая мощность $N_{доп}$ замыкающих (заменяемых) электростанций энергосистемы. При наибольшем значении параметра Y ГЭС покрывает прирост нагрузки, равный $P_2—P_0$. Таким образом, каждому значению Y соответствует свое сочетание мощностей проектируемой ГЭС и заменяемых электростанций, равное в сумме приросту нагрузки $P_2—P_0$. Аналогичные рассуждения относятся и к производству электроэнергии.

Такое выравнивание вариантов по энергоотдаче за счет добавления к проектируемой ГЭС мощности и выработки дополняющих (заменяемых) электростанций, называемое приведение вариантов к одинаковому энергетическому эффекту, является основным условием сопоставимости вариантов при выборе параметров методом сравнительной эффективности.

Каждому сочетанию мощностей и выработки электроэнергии соответствуют суммарные затраты по энергосистеме

$$З_{эсi} = З_{ГЭСi} + З_{допi}, \qquad (23.1)$$

где $З_{ГЭСi}$ — затраты по варианту i проектируемой ГЭС; $З_{доп\,i}$ — затраты по дополняющей мощности и выработке в варианте i.

По мере повышения параметра ГЭС первое слагаемое будет расти, а второе — уменьшаться. Оптимальным будет параметр ГЭС Y, при котором целевая функция — сумма затрат по энергосистеме — будет минимальной (рис. 23.2).

Часто кривая $З_{эс}=f(Y)$ имеет весьма пологую зону минимальных значений суммарных затрат, что затрудняет выявление опти-

мального варианта. Поэтому в расчетах удобнее пользоваться не полной суммой затрат, а их приращением. Если продифференцировать выражение (23.1) по параметру Y, то минимум затрат будет при условиях

$$\frac{dЗ_{ГЭС}}{dY} + \frac{dЗ_{доп}}{dY} = 0 \quad и \quad \frac{d^2З_{эс}}{dY^2} > 0.$$

Второе условие практически всегда выполняется. При малых конечных приращениях затрат и замене индекса «доп» на «зам» получим

$$\Delta З_{ГЭС} = \Delta З_{зам}, \tag{23.2}$$

т. е. оптимальным будет значение параметра, при переходе к которому от его предыдущего значения приращение затрат по ГЭС $\Delta З_{ГЭС}$ практически равно снижению затрат по заменяемому варианту $\Delta З_{зам}$.

Общий критерий оптимальности — минимум затрат по энергосистеме — можно представить и в виде срока окупаемости дополнительных капиталовложений.

Выразим правую и левую части (23.2) через составляющие затрат (см. гл. 21):

$$E_н \Delta \bar{K}_{ГЭС} + \Delta \bar{И}_{ГЭС} \approx E_н \Delta \bar{K}_{зам} + \Delta \bar{И}_{зам}.$$

Заменив $E_н = 1/\tau_н$, получим:

$$\frac{\Delta \bar{K}_{ГЭС} - \Delta \bar{K}_{зам}}{\Delta \bar{И}_{зам} - \Delta \bar{И}_{ГЭС}} \approx \tau_н. \tag{23.3}$$

Левая часть этого выражения представляет собой фактический срок окупаемости дополнительных капиталовложений τ_Δ при повышении параметра ГЭС.

Таким образом, оптимальным будет значение параметра Y, при переходе к которому от предыдущего меньшего значения срок окупаемости дополнительного приращения капиталовложений по сравнению с приращением капиталовложений в заменяемый вариант равен нормативному: $\tau_\Delta \approx \tau_н$.

Итак, формулы (23.1)—(23.3) равноценны и являются различными только по форме выражения единого экономического критерия — минимума затрат в энергосистеме. Эти формулы используются при выборе основных параметров гидроузла в целом, т. е. при обосновании отметки НПУ, установленной мощности и т. д.

При комплексном использовании водотока структура целевой функции и расчеты существенно усложняются, так как должны учитываться затраты и их изменения не только по энергосистеме, но и по другим компонентам комплекса.

Рассмотрим особенности структуры целевой функции при оптимизации параметров водопроводящих сооружений. Изменение параметров водопроводящих сооружений (сечения канала, диаметра трубопровода и т. д.) связано с изменением потерь электроэнергии.

Поскольку количество ресурса, а следовательно, и подведенной к ГЭС энергии постоянно, для сохранения баланса энергии в энергосистеме возрастающие при уменьшении параметров сооружений потери энергии должны компенсироваться дополнительной выработкой замыкающих (заменяемых) электростанций.

Тогда затраты по i-му варианту параметра в энергосистеме можно представить в виде суммы

$$З_{эсi} = З_{ГЭСi} + з_с^э \Delta Э_i, \tag{23.4}$$

где $З_{ГЭСi}$ — изменяющаяся часть затрат по ГЭС, зависящая от параметра сооружения; $\Delta Э_i$ — изменение потерь энергии; $з_с^э$ — удельные затраты на дополнительный киловатт-час электроэнергии на заменяемых электростанциях энергосистемы.

Оптимальным будет вариант параметра, которому соответствует минимальное значение выражения (23.4).

Для выполнения описанных выше оптимизационных расчетов необходима предварительная подготовка исходных данных таких, как капиталовложения, издержки производства и их приращения, соответствующие небольшим изменениям искомого параметра гидроузла.

Капиталовложения в проектируемый гидроузел определяются на основании сметы или сметно-финансового расчета (см. § 22.5).

Приращения капиталовложений определяются либо косвенно, как разность капиталовложений запроектированных вариантов, либо прямым счетом. Для использования первого пути удобным является графическое представление зависимостей между экономическими показателями и искомыми параметрами гидроузла, например между $К$, $И$ и $N_{ГЭС}^{уст}$, НПУ. Это сокращает объем расчетов и дает возможность получить экономические показатели для любого промежуточного значения параметра, для которого не производились расчеты. Однако этим приемом можно пользоваться только тогда, когда изменение параметра на всем исследуемом диапазоне не связано с изменением компоновки гидроузла, типа отдельных сооружений или другими факторами, вызывающими скачкообразное изменение экономических показателей.

Более точным является второй путь — прямой счет, который предполагает учет конкретных изменений типа и габаритов сооружений и оборудования, объемов строительных и монтажных работ, связанных с изменением параметров гидроузла. Очень важным является четкое выявление тех элементов, которые подвергаются изменениям при изменении искомого параметра.

Дополнительные капиталовложения по гл. 2 раздела А сметы определяются прямым счетом. Для получения полного приращения капиталовложений следует также учесть приращения их по остальным главам сметы (определяются косвенно в процентах стоимости строительно-монтажных работ по гл. 2) и другие надбавки — на неполноту номенклатуры строительных работ, на неучтенные работы и пр.

Издержки по гидроузлу, как было показано в § 22.5, определяются как сумма амортизационных отчислений и эксплуатационных расходов.

При определении приращения издержек следует учитывать, что изменение издержек происходит непропорционально изменению капиталовложений. На амортизационные отчисления влияет структура капиталовложений, изменение которой приводит к изменению среднего процента отчислений. В части собственно эксплуатационных расходов при широком диапазоне изменения установленной мощности ГЭС будет изменяться удельный расход (руб/кВт).

Капиталовложения в заменяемые варианты (КЭС и ГТЭ) определяются по удельным показателям капиталовложений на 1 кВт мощности. В тех случаях, когда в заменяемом варианте рассматривается расширение ТЭС, соответствующие капиталовложения подсчитываются по удельным показателям на дополнительный киловатт мощности.

Издержки по тепловым электростанциям представляют собой сумму постоянных расходов и затрат на топливо. Постоянные издержки определяются по соответствующим нормативам (см. § 22.5). Ориентировочно постоянную составляющую издержек можно принять равной 0,10—0,11 ее капиталовложений.

Наиболее сложным является определение топливной составляющей затрат заменяемого варианта, представляющей собой произведение топливного эффекта на удельные замыкающие затраты на топливо (см. § 21.8). Топливный эффект, так же как и для оценки сравнительной эффективности ГЭС в целом, определяется либо в результате расчетов по оптимизации режимов совместной работы электростанций в энергосистеме, либо по номограммам.

Особенностью расчетов по выбору параметров является то, что при повышении некоторых параметров ГЭС (например, установленной мощности при постоянных остальных параметрах) общий топливный эффект (экономия топлива в энергосистеме) может как увеличиваться, так и уменьшаться. В последнем случае приращение топливного эффекта будет отрицательным.

При выборе оптимальных параметров водопроводящих сооружений в (23.4) в качестве удельного показателя затрат на электроэнергию в энергосистеме $з_с^э$ может быть использован показатель замыкающих затрат на электроэнергию по отдельным районам страны.

Все экономические показатели, используемые в технико-экономических расчетах при выборе параметров гидроузлов, должны определяться с учетом фактора времени.

Приведенные выше методические положения относятся к выбору одного параметра гидроэлектростанций, однако при конкретном проектировании ГЭС приходится обосновывать одновременно все остальные параметры, причем все они взаимно связаны.

Расчет этой сложной задачи обычно ведется последовательно, в несколько этапов. На каждом этапе расчета определяется оптимальное значение одного параметра при условии, что остальные заданы или уже имеют частные оптимальные значения, подлежащие последующему уточнению. При расчетах, связанных с нахождением этих частных оптимумов, используются приведенные расчетные схемы и формулы. Определение частных оптимумов производится «снизу», т. е. начиная с установленной мощности. Однако на этом этапе мощность определяется предварительно и подлежит в дальнейшем уточнению. Основной задачей определения установленной мощности на этом этапе является обеспечение сопоставимости вариантов для обоснования остальных параметров.

В результате водноэнергетических и технико-экономических расчетов могут быть получены зависимости $Э_{ГЭС}$, $N_{ГЭС}^{гар}$, $N_{уст}$ от УМО при различных вариантах отметки НПУ, а также зависимости соответствующих экономических показателей.

Используя эти функции по описанной выше схеме [см. (23.1)—(23.3)], производят выбор оптимальной отметки УМО для каждого варианта отметки НПУ.

Далее по той же методике производится выбор оптимальной отметки НПУ,

затем снова приходится возвращаться к установленной мощности и уточнять ее значение с учетом характеристик предполагаемого к установке оборудования, а также более детального анализа использования проектируемой ГЭС в условиях развития энергосистемы и т. д.

23.2. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в энергосистеме функциям (подробнее о балансе мощности — см. § 5.4) можно представить в виде суммы

$$N_{ГЭС}^{уст} = N_{ГЭС}^{раб} + N_{ГЭС}^{рез}, \qquad (23.5)$$

где $N_{ГЭС}^{раб}$ — рабочая мощность ГЭС, участвующая вместе с другими электростанциями в покрытии нагрузки энергосистемы; $N_{ГЭС}^{рез}$ — резервная мощность, обеспечивающая вместе с другими электростанциями высокое качество и надежность электроснабжения потребителей.

Для эксплуатируемых ГЭС соотношение между обеими составляющими изменяется в зависимости от времени года, суток, гидрологических условий и обстановки в энергосистеме.

При проектировании составляющие $N_{ГЭС}^{уст}$ определяются по участию ГЭС в балансе мощностей энергосистемы в наиболее напряженный для нее период в условиях маловодного года расчетной обеспеченности.

Установленную мощность ГЭС можно представить также в виде суммы вытесняющей $N_{ГЭС}^{выт}$ и дублирующей $N_{ГЭС}^{дубл}$ мощностей:

$$N_{ГЭС}^{уст} = N_{ГЭС}^{выт} + N_{ГЭС}^{дуб}. \qquad (23.6)$$

Основанием для такого разделения является фактор взаимозаменяемости ГЭС и других электростанций энергосистемы. Вытесняющей называется мощность ГЭС, которая, будучи введена в энергосистему, заменяет собой (вытесняет) соответствующую заменяемую мощность других электростанций (например, КЭС) системы. Следовательно, при вводе этой мощности на ГЭС заменяемая мощность на данном расчетном уровне вводиться в систему не должна.

В противоположность вытесняющей дублирующая мощность ГЭС не заменяет мощности других электростанций энергосистемы. Вопрос об ее установке возникает, как правило, для ГЭС с краткосрочным регулированием стока, когда при отсутствии дублирующей мощности в годы и периоды повышенной водности будут иметь место значительные холостые сбросы воды. Дублирующая мощность, используемая в период повышенной водности, за счет соответствующего снижения нагрузки на ТЭС будет экономить топливо в системе (см. § 5.4).

Основной составляющей установленной мощности ГЭС является вытесняющая мощность. Она определяет собой эффект ГЭС

по мощности в энергосистеме. Вытесняющая мощность ГЭС состоит из вытесняющей рабочей и резервной мощностей

$$N_{ГЭС}^{выт} = N_{ГЭС}^{выт.раб} + N_{ГЭС}^{рез}. \quad (23.7)$$

Вытесняющая рабочая мощность определяется по данным годового баланса рабочих мощностей системы. Она представляет собой разность между максимальной потребностью в рабочих мощностях других электростанций энергосистемы без ввода проектируемой ГЭС и с учетом ее ввода.

В первом варианте для нормальной работы системы в течение всего года требуется суммарная максимальная рабочая мощность электростанций, равная максимальной нагрузке энергосистемы:

$$\sum_{j=1}^{n} N_{раб\,j1}^{макс.ст} = P_{эс}^{макс}.$$

Во втором варианте максимальная рабочая мощность, требуемая от других электростанций системы, будет меньше

$$\sum_{j=1}^{n} N_{раб\,j2}^{макс.ст} < P_{эс}^{макс}.$$

Это снижение и определяет вытесняющую мощность ГЭС

$$N_{ГЭС}^{выт.раб} = \sum_{j=1}^{n} N_{раб\,j1}^{макс.ст} - \sum_{j=1}^{n} N_{раб\,j2}^{макс.ст}.$$

Полную вытесняющую мощность ГЭС на данном расчетном уровне можно получить, если к $N_{ГЭС}^{выт.раб}$ добавить часть резервной мощности энергосистемы, целесообразную для размещения на ГЭС.

Одним из факторов, влияющих на вытесняющую мощность ГЭС, является гарантированная, или обеспеченная, мощность, которая определяется в результате водноэнергетических расчетов с учетом требований энергетической системы и участников ВХК. Если водохранилище ГЭС не обеспечивает длительное регулирование стока, то гарантированная мощность зависит от стока и его распределения в зимние месяцы маловодного года. При наличии на ГЭС сезонного или более длительного регулирования стока гарантированная, а следовательно, и вытесняющая мощность повышается за счет регулирования стока водохранилищем. Поскольку в большинстве случаев удельные капиталовложения и издержки на дополнительный киловатт мощности ГЭС меньше, чем для заменяемых КЭС, оказывается целесообразным повышать вытесняющую, а следовательно, и установленную мощность до ее максимального значения. При этом режим использования водохранилища выбирается таким, чтобы обеспечить наибольшее значение вытесняющей мощности.

Кроме указанных факторов вытесняющая мощность зависит от уровня нагрузки: чем выше уровень нагрузки, тем при той же гарантированной мощности будет больше $N_{ГЭС}^{выт}$. Вместе с тем, чем выше, а следовательно, и отдаленнее по времени принимается расчетный уровень нагрузки энергосистемы, тем длительнее оказывается период, в течение которого последние смонтированные агрегаты не смогут быть использованы в энергосистеме, а затраченные на них капиталовложения будут соответственно «омертвляться».

Таким образом, выбор оптимальной установленной мощности ГЭС сводится к определению такого предела повышения ее мощности, который с учетом омертвления затрат за период с начала монтажа до полного использования в энергосистеме будет экономически оправдан.

Факторы, влияющие на размер установленной мощности проектируемой ГЭС, условно можно разделить на три группы: природные, системные и связанные с водохозяйственной системой.

1. Факторы природные: гидрологические, топографические и геологические условия; степень регулирования стока; экономические показатели, прежде всего удельные капиталовложения на дополнительный киловатт мощности.

2. Факторы системные: масштаб энергосистемы и предполагаемые темпы ее развития; режим электропотребления; современная структура генерирующих мощностей и предполагаемые направления ее развития, в том числе перспективы гидроэнергостроительства; экономические показатели по заменяемым электростанциям и топливу; развитие электрических сетей и их экономические показатели.

3. Факторы, связанные с водохозяйственной системой: состав компонентов водохозяйственного комплекса; масштабы и режим отборов воды из верхнего бьефа; требования, предъявляемые к попускам и уровням воды в нижнем бьефе.

Изменение установленной мощности и выработки электроэнергии происходит при изменении любого из основных параметров ГЭС — НПУ, УМО, расчетной обеспеченности энергоотдачи. Здесь будет рассматриваться выбор оптимальной установленной мощности при выбранных или предварительно заданных других параметрах. Изменения установленной мощности в этих условиях связаны с изменениями режима использования ГЭС в энергосистеме и с развитием системы во времени. Отсутствие аналитических зависимостей между основными переменными не позволяет использовать классические методы функционального анализа для прямого определения оптимального значения $N_{ГЭС}^{уст}$. Поэтому задача эта решается на основе вариантного сопоставления.

В результате водноэнергетических и энергоэкономических расчетов должны быть получены гарантированные мощности, варианты вытесняющей и установленной мощностей для нескольких расчетных уровней нагрузки, а также зависимости $Э_{ГЭС} = f(N_{ГЭС}^{уст})$ и $N_{ГЭС}^{исп} = f(t)$, где $N_{ГЭС}^{исп}$ — используемая по условиям развития энергосистемы мощность ГЭС.

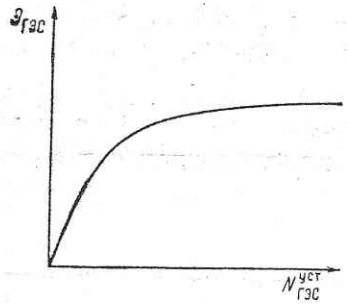


Рис. 23.3. Зависимость среднемноголетней выработки ГЭС от ее установленной мощности

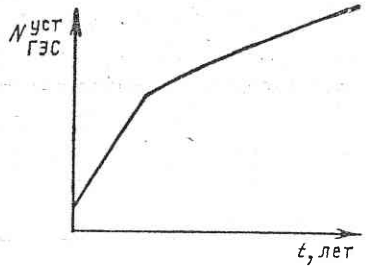


Рис. 23.4. График нарастания во времени используемой мощности ГЭС

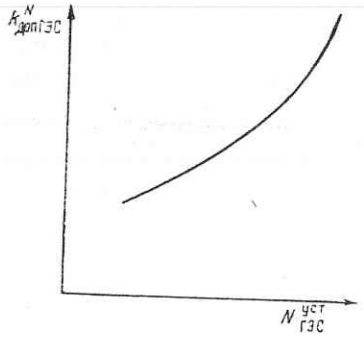


Рис. 23.5. Характер изменения удельных капиталовложений на дополнительный киловатт мощности ГЭС в зависимости от увеличения установленной мощности ГЭС

Первая зависимость (рис. 23.3) в общем случае представляет собой кривую с затухающим приростом среднемноголетней выработки электроэнергии $Э_{ГЭС}$ по мере возрастания установленной мощности $N^{уст}_{ГЭС}$, так как при значительном возрастании $N^{уст}_{ГЭС}$ выработка увеличивается за счет дополнительного использования стока только в очень многоводные годы.

Вторая зависимость (рис. 23.4) определяется на основе составления балансов максимальных мощностей энергосистемы для нескольких расчетных уровней нагрузки на перспективу. Эта зависимость отражает возможности использования рабочей и резервной мощностей ГЭС в энергосистеме по мере ее развития и, следовательно, роста ее электропотребления и нагрузки, в том числе и пиковой части нагрузки. В начальный период освоение мощности ГЭС происходит быстро, так как каждый киловатт дает значительный прирост энергии. Поэтому в этой части кривой интенсивность нарастания используемой мощности $N^{исп}_{ГЭС}$ определяется темпами ввода мощности на ГЭС. В дальнейшем интенсивность освоения мощности определяется темпами прироста пиковой нагрузки в энергосистеме.

В результате сметно-финансовых расчетов определяется часть капиталовложений в сооружения и оборудование с монтажом, непосредственно зависящая от установленной мощности ГЭС. Расчеты производятся для нескольких вариантов установленной мощности.

Для выбора мощности важно не столько абсолютное значение капиталовложений, сколько их приращение ΔK при повышении

мощности на некоторое конечное значение ΔN. Обычно ΔN — мощность одного или двух дополнительно устанавливаемых агрегатов. Зависимость удельных капиталовложений на дополнительный киловатт мощности показана на рис. 23.5.

Характерными для ГЭС являются соотношения $к^N_{доп ГЭС} < K^N_{ГЭС}$ и $к^N_{доп ГЭС} < K^N_{КЭС}$, т. е. капиталовложения на дополнительный киловатт на ГЭС ниже таковых на основной киловатт и ниже, чем на киловатт мощности на КЭС. Это является существенной предпосылкой для обоснования размещения на ГЭС части резервных мощностей энергосистемы, а также части мощности, используемой в энергосистеме не сразу после ее ввода.

Вместе с тем кривая $к^N_{доп ГЭС} = f(N)$ в общем случае имеет тенденцию к возрастанию по мере увеличения установленной мощности ГЭС. Особенно интенсивно это проявляется на низконапорных ГЭС, где увеличение мощности и, следовательно, максимального расхода приводит к подъему уровня нижнего бьефа и снижению напора, а последнее приводит к снижению располагаемой мощности гидротурбин $N_{расп}$. Поэтому при принятом типе оборудования установка n-й гидротурбины и затраченные на это дополнительные капиталовложения ΔK приведут к увеличению мощности ГЭС не на $N_т$, а на $N_т - \Delta N_{расп} n$, где $\Delta N_{расп}$ — снижение располагаемой мощности каждой турбины при установке n гидротурбин по сравнению с установкой на ГЭС $n-1$ гидротурбин.

На средненапорных и высоконапорных ГЭС увеличение $к^N_{доп ГЭС}$ может происходить скачкообразно в связи с изменением топографических и геологических условий размещения здания ГЭС, изменением параметров водопроводящих сооружений и пр. На увеличение $к^N_{доп ГЭС}$ существенно могут влиять затраты на линии электропередачи и подстанции. Таким образом, увеличение $к^N_{доп ГЭС}$ может оказаться ограничивающим фактором при обосновании установленной мощности ГЭС.

Расчеты при выборе оптимальной установленной мощности выполняются с учетом условия оптимальности (23.2) $\Delta З_{ГЭС} = \Delta З_{ЗАМ}$.

Запишем левую часть уравнения более подробно

$$\Delta З_{ГЭС} = E_н к^N_{доп ГЭС} \Delta N_{ГЭС} + \bar{и}^N_{ГЭС} \Delta N_{ГЭС}, \qquad (23.8)$$

где $\bar{и}_{ГЭС}$ — удельные приведенные издержки по ГЭС.

В общем случае увеличение установленной мощности проектируемой ГЭС приводит к уменьшению установленной мощности заменяющих (дополняющих) электростанций энергосистемы на $\Delta N_{зам}$, выработки электроэнергии — на $\Delta Э_{зам}$ и расхода топлива в энергосистеме — на $\Delta B_{эк}$. Этому будет соответствовать снижение затрат по заменяемым вариантам на $\Delta З_{зам}$:

$$\Delta З_{зам} = E_н K^N_{ГЭС} \Delta N_{зам} + \bar{и}^N_{КЭС} \Delta N_{нам} + \Delta B_{эк} з_{топ}, \qquad (23.9)$$

где кроме приведенных ранее обозначений $\bar{u}^N_{КЭС}$ — удельная постоянная составляющая издержек на КЭС; $з_{топ}$ — удельные замыкающие затраты на топливо.

Введя коэффициент вытеснения гидроэлектростанцией мощности заменяемых электростанций энергосистемы $\alpha^N = N_{зам}/N_{ГЭС}$, получим:

$$\Delta З_{зам} = E_н K^N_{КЭС}\,\Delta N_{ГЭС}\,\alpha^N + \bar{u}^N_{КЭС}\,\Delta N_{ГЭС}\,\alpha^N + \Delta B_{эк} з_{топ}. \quad (23.10)$$

Решение задачи обоснования установленной мощности сводится к сопоставлению (23.8) и (23.10). Целесообразность повышения будет ограничиваться равенством (23.2).

При рассмотрении вариантов увеличения мощности могут иметь место три расчетных случая.

1-й случай. Прирост мощности $\Delta N_{ГЭС}$ представляет собой полноценную вытесняющую мощность. В этом случае $\alpha^N > 1$ и приращение затрат по ГЭС и заменяемому варианту определяются по (23.8) и (23.10). Эти формулы соответствуют условиям, когда вводимая на ГЭС мощность осваивается энергосистемой в год ее ввода. На практике, как показано на рис. 23.4, освоение отстает от ввода и происходит постепенно по мере развития энергосистемы. В некоторых случаях, например при строительстве крупных ГЭС в Сибири, этот период составляет до 10 лет. Таким образом, выбор установленной мощности ГЭС сводится к определению экономически оправданной $N^{уст}_{ГЭС}$ с учетом сроков освоения ее в энергосистеме. В расчетах это учитывается уменьшением приращения затрат по заменяемой мощности в $(1+E_{н.п})^t$ раз, где $E_{н.п}$ — коэффициент приведения затрат по времени, равный 0,08, а t — срок, через который соответствующее приращение мощности будет полноценно использовано в энергосистеме.

Такой расчетный прием отражает тот факт, что заменяемая мощность вводится в энергосистему в те сроки, когда она может быть использована, т. е. на t лет позже, чем мощность ГЭС. Следовательно, позже были бы осуществлены и затраты на нее.

Затраты на топливо учитываются без указанного снижения, так как электроэнергия ГЭС используется в энергосистеме, как правило, по мере выработки.

Таким образом, условие оптимальности повышения установленной мощности ГЭС можно записать так:

$$(E_н \kappa^N_{допГЭС} + \bar{u}^N_{ГЭС})\,\Delta N_{ГЭС} = \frac{(E_н K^N_{ГЭС}\alpha^N + \bar{u}^N_{КЭС}\alpha^N)\,\Delta N_{ГЭС}}{(1+E_{н.п})^t} + \Delta B_{эк} з_{топ}. \quad (23.11)$$

2-й случай. Прирост мощности $N^{уст}_{ГЭС}$ представляет собой дублирующую (сезонную) мощность, которая может быть использована на ГЭС только в годы и периоды повышенной водности.

При этом на это время будет снижаться рабочая мощность КЭС, уменьшаться их выработка и экономиться топливо. Поскольку $\Delta N_{ГЭС}$ не будет вытеснять соответствующую заменяемую мощность, то $\Delta N_{зам}=0$ и $\alpha^N=0$. Тогда приращение затрат по заменяемому варианту

$$\Delta З_{зам} = \Delta B_{эк} з_{топ} = \Delta з_{топ}. \quad (23.12)$$

Таким образом, дополнительные затраты по ГЭС будут сопоставляться только с экономией затрат на топливо. Условие оптимальности (23.2) примет вид

$$\Delta З_{ГЭС} = \Delta З_{топ}. \quad (23.13)$$

Запишем это выражение более подробно

$$E_н \kappa^N_{допГЭС}\,\Delta N_{ГЭС} + \bar{u}^N_{ГЭС}\,\Delta N_{ГЭС} = b_{эк}\Delta N_{ГЭС}\,h з_{топ},$$

где $b_{эк}$ — удельная экономия топлива на 1 кВт·ч дополнительной выработки энергии на ГЭС; h — годовое число часов использования дополнительной мощности ГЭС.

Разделим все члены уравнения на $\Delta N_{ГЭС}$ и решим его относительно h:

$$h = \frac{E_н \kappa^N_{допГЭС} + \bar{u}^N_{ГЭС}}{b_{эк} з_{топ}}, \quad (23.14)$$

где $h=h_{эк}$ — минимальное экономически оправданное годовое число часов использования дополнительной установленной мощности ГЭС.

Полученное значение $h_{эк}$ следует сопоставить с фактически возможным числом часов использования дополнительной сезонной мощности $h_{возм}$, полученным в результате водноэнергетических расчетов. В результате этого сопоставления может быть определена также и экономически оправданная сезонная мощность ГЭС $N^{сез}_{ГЭС}$.

Если принять, что в период использования сезонной мощности ГЭС работает при НПУ, то на основании водноэнергетических расчетов можно определить средние мощности по водотоку за каждый расчетный период времени, включая период сбросов, и построить кривую продолжительности средних мощностей (рис. 23.6). Там же приведена кривая продолжительности (обеспеченности) пиковых мощностей $N_{пик}$. Точка *1* соответствует

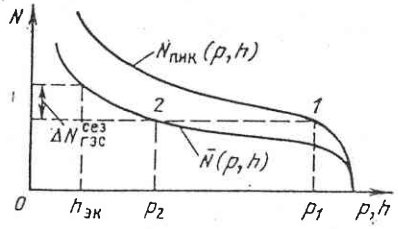


Рис. 23.6. К определению сезонной мощности группы ГЭС

максимальной пиковой мощности $N_{пик}$ при расчетной обеспеченности p_1. Если принять в первом приближении эту мощность за $N^{уст}_{ГЭС}$, то при снижении обеспеченности до p_2 и соответствующем увеличении $\bar{N}$ режим работы ГЭС будет изменяться от пикового до базового (точка 2). При обеспеченности, меньшей p_2, будут иметь место холостые сбросы воды. Следовательно, левее p_2 находятся значения $h_{возм}$. Если $h_{эк}$ окажется в этой зоне, то установка $N^{сез}_{ГЭС}$ возможна, а величина ее может быть получена, как показано на рис. 23.6.

3-й случай. Этот случай характерен для энергосистем с малым сезонным снижением нагрузки, т. е. энергосистем, в которых требуется установка специального резерва для вывода в плановый капитальный ремонт оборудования электростанций. Такой резерв предусматривается обычно на КЭС и используется круглый год.

Рассмотрим на проектируемой ГЭС увеличение ее мощности за счет сезонной, используемой только в период повышенной водности. Это позволит на время использования сезонной мощности снизить рабочую мощность КЭС, что кроме экономии топлива создаст более благоприятные условия для вывода оборудования в капитальный ремонт. Вследствие этого в системе потребуется меньший ремонтный резерв. Таким образом, в этом случае сезонная мощность будет не дублирующей, а вытесняющей. Она вытеснит часть мощности ремонтного резерва на КЭС. Однако если учесть, что время использования сезонной мощности ГЭС в среднем в течение года будет меньше, чем время использования ремонтного резерва КЭС, то очевидно, что снижение мощности резерва будет меньше сезонной мощности, т. е. $\Delta N^{рез}_{ГЭС} < \Delta N^{сез}_{год}$ Это означает, что коэффициент вытеснения будет меньше единицы, т. е. $0 < \alpha^N < 1$.

Экономически оправданное годовое число часов использования сезонной мощности определяется по формуле

$$h_{эк} = \frac{E_н \kappa^N_{допГЭС} + \bar{u}^N_{ГЭС} - (E_н \kappa^N_{ГЭС} + \bar{u}^N_{КЭС})\alpha^N}{b_{эк} з_{топ}}, \qquad (23.15)$$

где вычитаемое в числителе представляет собой затраты по той доле ремонтного резерва, которую вытесняет ГЭС.

Изложенная методика расчетов относится к случаю обоснования установленной мощности одной ГЭС в энергосистеме. Однако при конкретном проектировании эту задачу приходится решать для группы ГЭС, последовательно вводимых в энергосистему. Наиболее наглядным примером этого является строительство и ввод мощности крупных ГЭС Сибири. *В этом случае целью технико-экономических расчетов является определение экономически целесообразного предела развития мощности каждой ГЭС с учетом их совместной работы в энергосистеме.* Для этого в процессе расчетов производится сопоставление экономических

показателей взаимозаменяемых приращений мощности группы ГЭС и КЭС.

Экономическим критерием является общий критерий — минимум затрат. Однако расчеты имеют в этом случае ряд специфических особенностей.

По суммарной обеспеченности мощности существующих, строящихся и проектируемых ГЭС и графикам нагрузки энергосистемы на разные расчетные уровни можно получить суммарную пиковую мощность для разных расчетных уровней нагрузки $\Sigma N_л$. С учетом части резервной мощности энергосистемы получается суммарная вытесняющая мощность ГЭС. Если вычесть затем вытесняющую мощность существующих ГЭС, то останется суммарная вытесняющая мощность проектируемых ГЭС, которую при отсутствии компенсированного регулирования стока можно принять за их установленную мощность на каждом расчетном уровне. При наличии компенсированного регулирования эти расчеты должны производиться с учетом неравномерности зарегулированной мощности.

Полученную суммарную установленную мощность необходимо распределить между отдельными ГЭС по принципу минимума затрат в энергосистеме. Для этого предварительно для каждой ГЭС должны быть рассчитаны зависимости $\Delta з'_{ГЭС} = f(N^{уст}_{ГЭС})$, где $\Delta з'_{ГЭС}$ — удельные приведенные сопоставимые затраты на дополнительный киловатт мощности ГЭС, руб/(кВт·год):

$$\Delta з'_{ГЭС} = E_н \bar{\kappa}^N_{допГЭС} + \bar{u}^N_{ГЭС} - h_{доп} b_{эк} з_{топ}. \qquad (23.16)$$

Необходимость использования для расчетов удельного, а не полного показателя затрат объясняется тем, что мощность дополнительно устанавливаемых агрегатов на разных ГЭС различна и поэтому требуется приведение к одинаковому эффекту по мощности.

Каждый дополнительный киловатт мощности на разных ГЭС дает, естественно, различный эффект по выработке. Следовательно, необходимо приведение к одинаковому эффекту и по выработке. Достигается это вычитанием экономии затрат на топливо [последний член в (23.16)]. Все показатели должны быть приведены с учетом фактора времени к одному базисному году.

Рассчитанные таким образом и построенные для одного расчетного уровня электропотребления кривые $\Delta з'_{ГЭС} = f(N_{ГЭС})$ имеют вид, представленный на рис. 23.7. Экономическим критерием является минимум затрат в энергосистеме, чему соответствует равенство дополнительных сопоставимых затрат

$$\Delta з'_{ГЭС1} = \Delta з'_{ГЭС2} = \ldots = \Delta з'_{ГЭСl}, \qquad (23.17)$$

где 1, 2, ..., l — порядковый номер ГЭС.

В зависимости от исходной обстановки может быть два случая ограничения предельной мощности ГЭС.

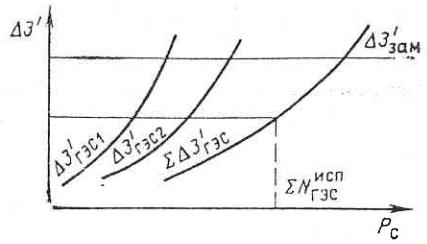


Рис. 23.7. К выбору установленной мощности группы ГЭС

1. При наличии больших еще не использованных гидроресурсов и интенсивного строительства ГЭС ограничением предельной мощности по всей вероятности будет суммарная мощность, возможная к использованию в графике нагрузки на данный расчетный уровень. Предельная установленная мощность каждой ГЭС определяется из условия равенства дополнительных сопоставимых затрат по сравниваемым ГЭС. При этом расчеты и построения следует повторять, переходя последовательно к отдаленным уровням с более высоким электропотреблением.

2. При исчерпании гидроресурсов или малом удельном весе ГЭС в энергосистеме предельная мощность может быть получена в результате сопоставления дополнительных затрат по ГЭС с такими же показателями по заменяемым КЭС. Распределение суммарной предельной мощности между отдельными ГЭС производится также по условию (23.17). Таким образом, в первую очередь увеличивается мощность ГЭС с наименьшим значением показателя $\Delta З'_{ГЭС}$, что определяется как удельными капиталовложениями на дополнительный киловатт мощности, так и числом часов использования этой дополнительной мощности.

23.3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОТМЕТКИ НОРМАЛЬНОГО ПОДПОРНОГО УРОВНЯ

Отметка НПУ водохранилища определяет не только энергетические показатели ГЭС, но и тип, конструкцию и габариты гидротехнических сооружений, а также зону затоплений и подтоплений; отметка НПУ определяет и затраты по проектируемой ГЭС. Существенное влияние отметка НПУ данного гидроузла может оказывать на параметры и энергоотдачу других гидроузлов на данном водотоке. Поэтому отметка НПУ намечается и предварительно обосновывается на самом первом предпроектном этапе — при составлении схемы использования водотока, когда в результате технико-экономического сопоставления вариантов выбирается схема всего каскада. В дальнейшем, при составлении ТЭО для первоочередного объекта, отметка его НПУ уточняется.

Выбор оптимальной отметки НПУ производится в результате сравнения вариантов. На диапазон возможных вариантов отметок НПУ гидроузла влияет ряд факторов. Так, верхний предел может ограничиваться недопустимостью затопления крупных населенных и промышленных центров, транспортных объектов, условиями каскадной схемы использования реки, а также топографическими и геологическими условиями в створе плотины и ложе водохранилища. Нижний предел может определяться резким падением энергоотдачи при уменьшении напора и объема водохранилища или требованиями неэнергетических водопользователей к его минимально допустимым уровням.

Если указанных ограничений нет, то расчетный диапазон целесообразно принять по предварительным соображениям, по трем-четырем точкам построить кривые энергетических и экономических показателей гидроузла и выполнить технико-экономические расчеты по обоснованию отметки НПУ. Эти расчеты и анализ указанных зависимостей дадут возможность выбрать оптимальный вариант или определят целесообразность расширения исследуемой зоны вариантов отметок НПУ.

Интервал рассматриваемых вариантов НПУ зависит от напора проектируемой ГЭС. Чем выше напор, тем принимается больший интервал. Для высоконапорных плотин Нурекской, Токтогульской, Ингурской ГЭС рассматривались варианты отметок НПУ с интервалом 10 м. Для низконапорных гидроузлов на Волге, Днепре рассматривалась целесообразность повышения отметки на 1—2 м и менее.

На рис. 23.8,*а* представлены характерные графики зависимостей энергетических показателей гидроузла от отметки НПУ. Эти графики строятся по результатам водноэнергетических расчетов и на основе составления годовых балансов мощности и энергии системы. Как видно, при повышении отметки НПУ в широком диапазоне возрастание установленной мощности ГЭС и выработки электроэнергии затухает. На увеличение выработки (обеспеченной мощности) влияют повышение напора и увеличение используемого стока (при увеличении объема водохранилища). Однако при значительном повышении НПУ и, как следствие, полезного объема водохранилища влияние второго фактора затухает, чем объясняется и затухание прироста энергии. Затухание прироста установленной мощности объясняется затуханием прироста обеспеченной мощности, а также покрытием ГЭС все более плотной зоны графика нагрузки.

Противоположный характер имеют кривые зависимостей капиталовложений в гидроузел от изменения отметки НПУ (рис. 23,8,*б*). При повышении отметки НПУ увеличиваются затапливаемые и подтапливаемые площади и ширина створа, в результате чего резко возрастают затраты по водохранилищу $К_в$, собственно по гидротехническим сооружениям гидроузла $К_{гтс}$ и суммарные по гидроузлу $К_{гу}$. Особенно характерно это для низконапорных гидроузлов, возводимых на равнинных реках.

Аналогичный характер имеет и кривая издержек производства.

На рис. 23.9 представлены характерные графики изменения энергетических (*а*) и экономических (*б*) показателей заменяе-

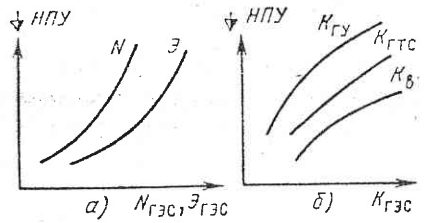


Рис. 23.8. Зависимость энергетических (*а*) и экономических (*б*) показателей ГЭС от отметки НПУ

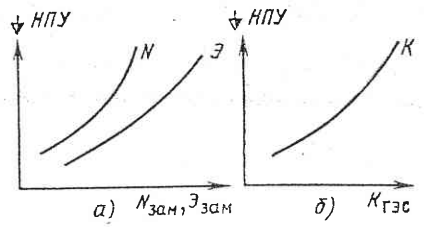


Рис. 23.9. Зависимость энергетических (*а*) и экономических (*б*) показателей заменяемых вариантов от отметки НПУ ГЭС

мых вариантов. Совместное рассмотрение обеих групп кривых показывает, что начиная с некоторого предела повышения отметки НПУ прирост энергетического эффекта ГЭС снижается, а капиталовложения и издержки гидроузла возрастают интенсивнее, чем заменяемого варианта. Очевидно, в этой зоне снижается экономическая эффективность повышения отметки НПУ. Таким образом, задача выбора оптимальной отметки НПУ сводится к выявлению ее предельного значения, повышение сверх которой экономически нецелесообразно.

Последовательность расчета по определению оптимальной подпорной отметки:

1) в намеченном диапазоне изменения отметок верхнего бьефа задаются несколькими вариантами отметок НПУ;

2) для каждого варианта определяются основные энергетические показатели проектируемой ГЭС (установленная мощность и среднемноголетняя выработка) и их приращения при повышении отметки НПУ. Если ГЭС проектируется в каскаде, то энергетические показатели определяются с учетом влияния проектируемого гидроузла на другие ГЭС каскада. Для комплексных гидроузлов водноэнергетические расчеты выполняются с учетом требований всех компонентов комплекса. Другие, связанные с НПУ параметры (УМО, $N_{ГЭС}^{уст}$) в этих расчетах либо ориентировочно задаются, либо выбираются в результате технико-экономического сопоставления вариантов;

3) для каждого варианта НПУ определяются экономические показатели гидроузла — капиталовложения и издержки и их приращения при последовательном повышении НПУ. В этих показателях учитываются также изменения капиталовложений и издержек по другим ГЭС каскада, по линиям электропередачи и подстанциям. При проектировании комплексных гидроузлов учитываются также затраты по отраслевым и сопутствующим сооружениям;

4) соответственно каждому варианту НПУ определяются энергетические и экономические показатели заменяемых или дополняющих вариантов. Для комплексных гидроузлов определяется

сумма затрат по заменяющим вариантам для каждого компонента.

Все экономические показатели как по вариантам гидроузла, так и по заменяемым (или дополняющим) вариантам определяются с учетом фактора времени. При этом следует отметить, что по срокам строительства и ввода мощностей могут различаться между собой не только варианты ГЭС и заменяемые, но и варианты гидроузла при разных НПУ. Так, по мере повышения НПУ возрастают высота и длина подпорных сооружений, что может потребовать увеличения общего срока строительства гидроузла; связанное с повышением НПУ увеличение установленной мощности ГЭС может привести к удлинению сроков ее освоения; увеличение объема водохранилища (при повышении НПУ) может быть связано со значительным удлинением срока его первоначального наполнения и задержкой проектной энергоотдачи ГЭС; в отдельных вариантах может отличаться во времени влияние проектируемого водохранилища на энергоотдачу других ГЭС каскада и т. д.;

5) выбор оптимального значения отметки НПУ производится по одному из приведенных в § 23.1 критериев:

а) по минимуму целевой функции, представляющей собой суммарные приведенные затраты по энергосистеме,

$$\overline{З}_{эс} \Rightarrow \min.$$

Затраты по энергосистеме в общем случае будут

$$\overline{З}_{эсi} = \overline{З}_{гуi} + \overline{З}_{каскi} + \Sigma \overline{З}_{сопi} + \overline{З}_{допi}, \qquad (23.18)$$

где $\overline{З}_{гуi}$ — затраты по гидроузлу i; $\overline{З}_{каскi}$ — затраты по другим ГЭС каскада; $\overline{З}_{сопi}$ — сумма затрат по сопутствующим сооружениям и мероприятиям; $\overline{З}_{допi}$ — затраты по дополняющим электростанциям системы, включая затраты на топливо;

б) по равенству дополнительных затрат по варианту гидроузла и заменяемый вариант

$$\Delta\overline{З}_{гуi(i+1)} \approx \Delta\overline{З}_{замi(i+1)}, \qquad (23.19)$$

где $\Delta\overline{З}_{замi(i+1)}$ — приращение приведенных затрат при переходе от варианта i к варианту $i+1$;

в) по равенству фактического срока окупаемости приращения дополнительных капиталовложений и его нормативного значения

$$\tau_{i(i+1)} = \frac{(\overline{К}_{гу(i+1)} - \overline{К}_{гуi}) - (\overline{К}_{зам(i+1)} - \overline{К}_{зам})}{(\overline{И}_{зам(i+1)} - \overline{И}_{замi}) - (\overline{И}_{гу(i+1)} - \overline{И}_{гуi})} = \tau_н. \qquad (23.20)$$

При использовании любого из критериев, указанных в пп. «а»—«в», результаты, разумеется, должны быть одни и те же. Окончательный выбор подпорной отметки должен быть осуществлен с учетом всех энергетических факторов. В отдельных случаях, например при необходимости сохранения вышерас-

положенных городов или невозможности затопления особо ценных участков земли, приходится принимать более низкую отметку НПУ, чем это получается из условий рассмотренных критериев.

23.4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ГЛУБИНЫ СРАБОТКИ ВОДОХРАНИЛИЩА

При фиксированной отметке НПУ конечная глубина сработки определяет уровень мертвого объема водохранилища, его полезный объем и, следовательно, непосредственно влияет на мощность и выработку электроэнергии ГЭС.

Выработку ГЭС $Э_{гэс}$ при наличии водохранилища можно представить состоящей из двух частей: выработки электроэнергии за счет транзитного стока $Э_{тр}$ реки, протекающего во время сработки водохранилища, и выработки за счет сработки водохранилища $Э_в$:

$$Э_{ГЭС} = Э_{тр} + Э_в. \qquad (23.21)$$

Обе составляющие связаны между собой: $Э_{тр}$ зависит от объема транзитного стока и напора. В свою очередь, напор зависит от режима и конечной глубины сработки водохранилища. Кривые зависимости обеих составляющих выработки электроэнергии ГЭС от глубины сработки водохранилища $h_{сраб}$ при условно принятом режиме сработки водохранилища даны на рис. 23.10. Как видно, выработка на транзитном стоке по мере увеличения глубины сработки падает. Это объясняется возрастанием потерь энергии за счет снижения напора. Энергия $Э_в$ растет по мере увеличения глубины сработки.

Суммируя для различных глубин сработки энергию водохранилища $Э_в$ и энергию, полученную за счет транзитного стока $Э_{тр}$, получаем полную выработку электроэнергии ГЭС за весь период сработки водохранилища $Э_{сраб}$.

Выработка электроэнергии ГЭС растет до определенного предела h_0, после чего снижение напора не компенсируется увеличением используемого стока и полная выработка снижается.

Если изменится транзитный сток за период сработки водохранилища, то изменится и положение кривой $Э_{тр}=f(h_{сраб})$. Пунктирная кривая соответствует меньшему значению за время сработки транзитного стока. Такое уменьшение может быть следствием как более низкой водности, так и сокращения периода сработки водохранилища. Новое положение заняла и кривая суммарной энергии ГЭС. Максимум выработки в этом случае соответствует другой глубине сработки h_{01}.

Аналогичный характер имеет и кривая полной годовой выработки электроэнергии ГЭС на рис. 23.11. Однако из сопоставления кривых $Э_{сраб}=f(h_{сраб})$ и $Э_{год}=f(h_{сраб})$ видно, что нарастание годовой выработки менее интенсивно и $h_{0год}<h_0$, максимальная годовая выработка наступает при меньшей конечной глубине сработки, чем выработка за время сработки. Это обусловлено тем, что в период наполнения водохранилища выработка уменьшается за счет снижения и напора, и расхода.

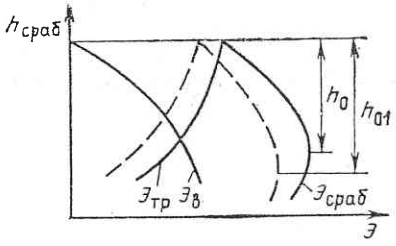


Рис. 23.10. Зависимость составляющих выработки энергии ГЭС от глубины сработки водохранилища

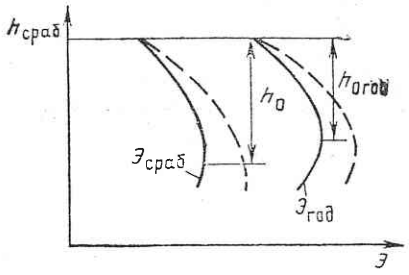


Рис. 23.11. Зависимость выработки энергии за период сработки водохранилища и годовой выработки энергии от глубины сработки водохранилища

На рис. 23.11 пунктирными кривыми показана выработка ГЭС с учетом дополнительной выработки на других ГЭС каскада. С учетом эффекта на нижележащих станциях каскада глубина сработки, обеспечивающая максимальную выработку, получается большей.

Итак, каждому сочетанию исходных условий (транзитный сток, режим и длительность сработки, схема каскада и т. д.) соответствует своя глубина сработки водохранилища, при которой будут иметь место максимальные значения обеспеченной годовой выработки электроэнергии ГЭС. Однако эта глубина сработки не может быть принята окончательно в качестве оптимальной. Анализ представленных выше графиков дает лишь зону, в пределах которой следует искать оптимальную глубину сработки водохранилища. Для обоснования ее кроме изменения энергетических показателей приходится учитывать и другие последствия сработки водохранилища.

Наряду с увеличением выработки, обеспеченной и установленной мощности возрастание полезного объема приводит к росту затрат. Так, более глубокая конечная сработка водохранилища связана с большим заглублением водозабора и удорожанием затворов и гидротехнических сооружений на $\Delta K_{гтс}$ и $\Delta И_{гтс}$. Увеличение установленной мощности проектируемой ГЭС также связано с дополнительными капиталовложениями ΔK^N и издержками $\Delta И^N$. Это — затраты на расширение здания ГЭС, увеличение суммарной мощности генераторов, электрическую часть, турбинное оборудование и т. д.

Дополнительные затраты по турбинному оборудованию вызваны увеличением диаметра колеса или числа турбин. Оба мероприятия используются для увеличения установленной мощности и компенсации снижения располагаемой мощности турбин при снижении расчетного напора из-за более глубокой сработки водохранилища.

При каскадной схеме использования водотока увеличение полезного объема водохранилища проектируемой ГЭС может привести к целесообразности увеличения установленной мощности на нижних ГЭС каскада. Это также связано с дополнительными капиталовложениями $\Delta K_{\text{каск}}$ и издержками $\Delta И_{\text{каск}}$.

При комплексном использовании водотока могут потребоваться дополнительные капиталовложения $\Delta K_{\text{соп}}$ и издержки $\Delta И_{\text{соп}}$ по сопутствующим мероприятиям.

Таким образом, дополнительные капиталовложения, вызванные увеличением глубины сработки водохранилища при переходе от одного варианта к другому, представляет собой сумму

$$\sum_{j=1}^{n} \Delta \bar{K}_{\text{ГЭС}} = \Delta \bar{K}_{\text{ГТС}} + \Delta \bar{K}^{N} + \Delta \bar{K}_{\text{каск}} \pm \Delta \bar{K}_{\text{соп}}. \qquad (23.22)$$

Аналогично определяются дополнительные издержки $\sum_{j=1}^{n} \Delta И$ и приведенные затраты $\sum_{j=1}^{n} \Delta \bar{З}$. Все экономические показатели используются в расчетах с учетом фактора времени.

Соответственно для варианта проектируемой ГЭС рассчитываются заменяемые варианты, для которых также определяются изменения капиталовложений, издержек и затрат при последовательном переходе от предыдущего варианта к последующему.

В общем случае затраты по заменяемым вариантам или их изменения $\Delta З_{\text{зам}}$ представляют собой сумму затрат (или приращений) по заменяемым электростанциям, топливу и сопутствующим мероприятиям

$$\Delta \bar{З}_{\text{зам}} = \bar{З}^{\text{с}}_{\text{зам}} \pm \Delta \bar{З}_{\text{топ}} \pm \bar{З}_{\text{зам.соп}}. \qquad (23.23)$$

Знак минус при втором слагаемом может иметь место при переходе между вариантами в зоне от $h_{0\text{год}}$ до h_0 (рис. 23.11), т. е. когда при увеличении глубины сработки мощность продолжает увеличиваться, а годовая выработка уже начинает снижаться.

Однако следует иметь в виду, что уменьшение выработки не всегда тождественно уменьшению экономии топлива. Это можно объяснить тем, что удельная экономия топлива $b_{\text{эк}}$ в разные сезоны года различна, в частности, зимой выше, чем в весенне-летний период. Поэтому при увеличении выработки в периоды сработки водохранилища (зимой) и уменьшении ее в период наполнения водохранилищ, несмотря на общее уменьшение годовой выработки, суммарная экономия топлива может не снижаться, а возрастать. Для правильной оценки этой составляющей затрат, очевидно, необходимо расчеты по определению экономии топлива производить раздельно по сезонам.

Все показатели по заменяемым вариантам должны определяться соответственно полному эффекту на проектируемой ГЭС и других ГЭС каскада с учетом разновременности получения и использования его.

Обоснование оптимальной глубины сработки водохранилища производится по одному из приведенных в § 23.1 условий:

1) по равенству приращения затрат при изменении глубины сработки на Δh

$$\sum_{j=1}^{n} \Delta З_{\text{ГЭС}} = \sum_{j=1}^{n} \Delta З_{\text{зам}};$$

2) по равенству фактического срока окупаемости дополнительных капиталовложений нормативному при увеличении сработки на Δh

$$\tau_{\Delta} = \tau_{\text{н}}.$$

При проектировании гидроузлов с водохранилищами многолетнего регулирования необходимо дополнительно проводить расчеты по определению сроков первоначального его наполнения и режима выхода ГЭС на проектную энергоотдачу.

23.5. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ ГАЭС

Основными параметрами ГАЭС являются подпорные отметки (НПУ и УМО), полезный объем верхнего и нижнего бассейнов и установленная мощность; остальные параметры ГАЭС — напор, выработка и потребление электроэнергии и другие зависят от основных параметров.

Выбор параметров ГАЭС обычно осуществляется в следующей последовательности: на предпроектных стадиях проектирования (см. § 19.4) при различных значениях НПУ задаются варианты полезного объема верхнего бассейна. Предельные значения полезного объема определяются с учетом топографических и геологических условий в районе проектируемой ГАЭС и возможной зоны ее работы в перспективных графиках нагрузки энергосистемы, что определяет длительность цикла аккумулирования — суточный, недельный или сезонный.

Для принятых вариантов полезного объема аккумулирования, средних значений напора и КПД ГАЭС определяется выработка электроэнергии при разряде $Э^{\text{раз}}$ и потребляемая электроэнергия при ее заряде $Э^{\text{зар}}$.

Полученные значения энергии заряда и разряда ГАЭС располагаются в свободной зоне перспективных графиков нагрузки энергосистемы, что определяет режимы работы ГАЭС.

Для заданных режимов работы ГАЭС по результатам водноэнергетических расчетов уточняются значения энергии заряда и разряда ГАЭС, определяется рабочая мощность $N_{\text{ГАЭС}}$, участвующая в покрытии балансов мощности энергообъединения. Для выбранной расчетной рабочей мощности и диапазона изменения

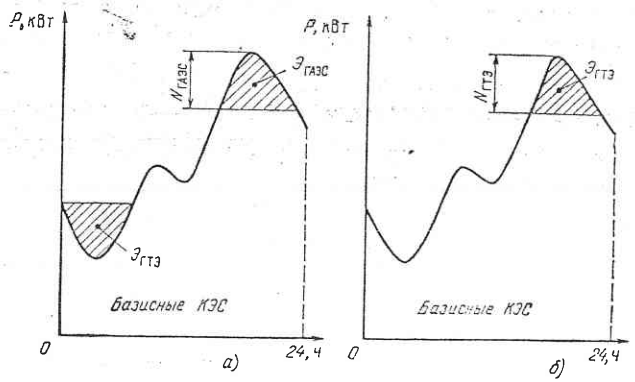


Рис. 23.12. Суточные режимы работы энергетической системы с ГАЭС (*а*) и с ГТЭ (*б*)

напора в турбинном и насосном режимах ГАЭС выбирается тип, количество и установленная мощность основного энергетического оборудования.

Выбор перечисленных параметров ГАЭС основывается на использовании метода сравнительной экономической эффективности (см. § 21.2 и 21.4).

Обычно при выборе параметров ГАЭС в зависимости от зоны покрытия суточного графика нагрузки энергосистемы в качестве заменяемой электростанции рассматривают либо ГТЭ, либо КЭС с маневренными паротурбинными блоками. На рис. 23.12 показаны режимы работы энергосистемы для двух вариантов: с участием ГАЭС (*а*) и с заменяемой ГТЭ (*б*). Так же, как и при проектировании ГЭС капиталовложения в ГАЭС определяются на основе составления сметы или выполнения сметно-финансового расчета (см. § 21.5). Приращения капиталовложений рассчитываются либо непосредственно, либо как разность между полными их значениями.

Расчет ежегодных издержек по ГАЭС отличается от соответствующего расчета по ГЭС тем, что для ГАЭС дополнительно нужно определять издержки при заряде ГАЭС, связанные с использованием электроэнергии для перекачки воды из нижнего в верхний резервуар.

Электроэнергия, отдаваемая ГАЭС в энергосистему в часы пик $Э^{раз}$, энергия разряда, и потребляемая насосами ГАЭС в период провалов графиков нагрузки энергосистемы $Э^{зар}$, энергия заряда, находятся в следующей зависимости:

$$Э^{раз} = \eta_{ГАЭС} Э^{зар}, \qquad (23.24)$$

где $\eta_{ГАЭС}$ — КПД ГАЭС, значение которого для современных ГАЭС составляет 0,7—0,75.

Постоянные издержки по ГАЭС $И_{ГАЭС}$, включающие в себя отчисления на амортизацию $И_{ам}$ и прямые эксплуатационные

расходы $И_э$, приблизительно могут быть определены следующим образом

$$И_{ГАЭС} = \frac{pK_{ГАЭС}}{100}, \qquad (23.25)$$

где p — процент отчислений от капиталовложений, равный для современных ГАЭС 2,5—3 %.

Кроме постоянных издержек необходимо учитывать и ежегодные затраты по потребляемой электроэнергии на заряд в периоды провалов графика нагрузки энергосистемы

$$З_{зар} = \frac{\beta}{100} \frac{N^{уст}_{ГАЭС} T}{\eta_{ГАЭС}}, \qquad (23.26)$$

или

$$З_{зар} = з_{ноч} \frac{N^{уст}_{ГАЭС} T}{\eta_{ГАЭС}}, \qquad (23.27)$$

где $N^{уст}_{ГАЭС}$ — установленная мощность ГАЭС, кВт; β — тариф, коп/(кВт·ч); $з_{ноч}$ — удельные замыкающие затраты на электроэнергию в период провала графика нагрузки энергосистемы, руб/(кВт·ч); T — время использования установленной мощности ГАЭС, ч/год.

Тогда расчетные затраты по ГАЭС могут быть определены как

$$З_{ГАЭС} = E_н K_{ГАЭС} + И_{ГАЭС} + З_{зар} = З'_{ГАЭС} + З_{зар}, \qquad (23.28)$$

где

$$З'_{ГАЭС} = E_н K_{ГАЭС} + И_{ГАЭС}.$$

Капиталовложения в заменяемую электростанцию определяются по формуле

$$K_{зам} = к_{уд} N^{уст}_{зам}, \qquad (23.29)$$

где $к_{уд}$ — удельные капиталовложения в заменяемую электростанцию.

Постоянные расчетные затраты ГТЭ (без учета топливной составляющей) составляют

$$З'_{зам} = E_н K_{зам} + И_{зам}. \qquad (23.30)$$

Расчетные затраты на годовой расход топлива заменяемой электростанции, руб/год, можно определить по формуле

$$З_{топ} = (1{,}1 \div 1{,}05) N_{ГАЭС} з_{топ} b_{уд} T \cdot 10^{-3}, \qquad (23.31)$$

где $з_{топ}$ — удельные замыкающие затраты на условное топливо, руб/т; $b_{уд}$ — средний удельный расход топлива заменяемой электростанции.

Тогда полные расчетные затраты на ГТЭ составят

$$З_{зам} = З'_{зам} + З_{топ}. \qquad (23.32)$$

Условие эффективности ГАЭС по сравнению с заменяемым вариантом может быть записано в виде

$$З'_{ГАЭС} + З_{зар} - З_{реж} \leqslant З'_{зам} + З_{топ}, \qquad (23.33)$$

где $З_{реж}$ — экономия расчетных затрат в энергосистеме вследствие улучшения режима работы базисных тепловых и атомных электростанций в период провалов графиков нагрузки системы (снижение аварийности агрегатов тепловых и атомных станций, уменьшение простоев в ремонте, улучшение структуры генерирующих мощностей в энергосистеме за счет ввода более экономичных базовых КЭС с крупными агрегатами, увеличение удельного веса АЭС и т. д.).

Эффект в энергосистеме от ввода ГАЭС определяют путем сравнения показателей оптимальной структуры энергосистемы с ГАЭС и без ГАЭС. В предварительных расчетах этот эффект ГАЭС можно принимать по экономии расчетных затрат $З_{реж}$ — 6 руб/год на 1 кВт насосной мощности ГАЭС.

При выборе параметров и определении экономической эффективности ГАЭС так же, как при проектировании ГЭС, следует учитывать фактор времени, а также дополнительные затраты по линиям электропередачи.

23.6. РАСЧЕТНАЯ ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ЭНЕРГООТДАЧИ ГЭС

Под расчетной обеспеченностью энергоотдачи гидроэлектростанции $p_р$ понимается вероятность того, что энергоотдача будет не меньше некоторого значения, определенного в проекте и принятого в балансах мощностей энергосистемы. Расчетная обеспеченность определяет гарантированную среднемесячную мощность $N^{гар}_{ГЭС}$, которой ГЭС располагает в расчетный маловодный год в момент прохождения годового максимума нагрузки. Следовательно, $p_р$ определяет собой установленную мощность ГЭС, причем чем большее значение $P_р$, тем меньше $N^{уст}_{ГЭС}$, и наоборот. Вместе с тем, чем меньше $P_р$, тем чаще будут возникать ситуации, когда установленная мощность ГЭС, выбранная по значению $P_р$, не будет выдаваться в энергосистему.

Выбор расчетной обеспеченности, определяющей в конечном счете установленную мощность ГЭС, сводится к сопоставлению экономии в народном хозяйстве от увеличения мощности ГЭС при переходе к меньшему значению обеспеченности с дополнительными затратами (или ущербами), возникающими на стороне потребителей в условиях водности, соответствующей большей обеспеченности.

Расчетная обеспеченность — энергоэкономическая категория, однако ее экономическое обоснование связано со значительными трудностями. Поэтому можно считать допустимым выявление оптимальной зоны $p_р$, в пределах которой гарантированная мощность ГЭС существенно не изменяется.

Расчетную обеспеченность необходимо определять на основе оптимизации уровня надежности системы в целом. Но в настоящее время еще пользуются методикой, основанной на сохранении в период дефицитов материального баланса за счет проведения специальных мероприятий как в энергосистеме, так и у потребителей.

Общий экономический критерий, используемый для выбора расчетной обеспеченности, тот же, что и при выборе других параметров ГЭС, а именно:

$$\Sigma З \Rightarrow \min.$$

При выборе расчетной обеспеченности наиболее удобно пользоваться выражением

$$\Delta З_{эсГЭС} = \Delta З_{эсКЭС},$$

где $\Delta З_{эсГЭС}$ — дополнительные затраты, возникающие в энергосистеме и у потребителей при увеличении установленной мощности ГЭС и соответственном снижении расчетной обеспеченности; $\Delta З_{эсКЭС}$ — дополнительные затраты, возникающие в энергосистеме при увеличении мощности заменяемой КЭС.

Дополнительные затраты по заменяемой КЭС определяются так же, как и при выборе других параметров, а именно:

$$\Delta З_{эсКЭС} = E_н \Delta К_{КЭС} + \Delta И^N_{КЭС} + з_{топ} \Delta Э b_{эк},$$

или, разделив все на ΔN, получим:

$$\Delta з_{эсКЭС} = E_н \bar{к}_{КЭС} \alpha^N + \Delta \bar{и}^N_{КЭС} \alpha^N + з_{топ} h_{доп} b_{эк}, \qquad (23.34)$$

где $h_{доп}$ — число часов использования дополнительной мощности КЭС. Остальные обозначения те же, что и при выборе других параметров ГЭС (см. § 23.2).

Дополнительные затраты по ГЭС отличаются от затрат, используемых при выборе ее параметров, на дефицит $\Delta З_{деф}$, возникающий у потребителей в условиях водности, превышающей значение расчетной обеспеченности:

$$\Delta З_{ГЭС} = E_н К_{ГЭС} + И_{ГЭС} + \Delta З_{деф}, \qquad (23.35)$$

причем

$$\Delta З_{деф} = h_{деф} \Delta N_{деф} \alpha_{деф},$$

где $h_{деф}$ — продолжительность дефицита; $\Delta N_{деф}$ — снижение мощности ГЭС по сравнению с $N^{уст}_{ГЭС}$ в условиях сниженной водности; $\alpha_{деф}$ — удельные затраты на мероприятия, компенсирующие недостаток 1 кВт·ч энергии за пределами $p_р$ (т. е. при $p_{факт} > p_р$).

Оценка дефицита от недостатка 1 кВт·ч электроэнергии ГЭС в годы пониженной водности определяется рядом факторов. Так, в изолированных энергосистемах, где невозможно перераспределение нагрузки с пика на ночь, дефицит оценивается по ущербу потребителей от недоотпуска электроэнергии. При этом, как пра-

вило, ограничивается один из наиболее электроемких потребителей.

В энергосистемах проводится планово-предупредительное ограничение потребителей в период прохождения максимума нагрузки (т. е. только по мощности), при этом план выполняется за счет компенсации потребителя во внепиковые часы. Ограничение производится по электроемким потребителям с равномерным распределением между потребителями по дням. Поскольку энергосистемы СССР являются объединенными, целесообразно подробнее рассмотреть этот случай. В крупных энергосистемах отключаются главным образом вспомогательные цехи, что может быть компенсировано в ночные часы и выходные дни. В результате план по выпуску продукции предприятиями выполняется полностью. Однако себестоимость продукции при этом повышается за счет нарушения нормального ритма работы, понижения производительности труда, повышения заработной платы за сверхурочную работу, перерасхода сырья, нарушения плана ремонтов и т. д. Удорожание разных составляющих себестоимости продукции происходит неравномерно, поэтому коэффициент удорожания продукции j-го потребителя может быть определен по формуле

$$k_{j\,\text{удор}} = \sum_{j=1}^{n} x_j \beta_j, \tag{23.36}$$

где β_i — удельный вес каждой из составляющих себестоимости продукции j-го потребителя; x_j — коэффициент удорожания каждой составляющей себестоимости.

Тогда удорожание себестоимости продукции потребителя от недополучения 1 кВт·ч электроэнергии составит:

$$\alpha_{j\,\text{деф}} = \frac{k_{j\,\text{удор}} S_j}{e_j}, \tag{23.37}$$

где S_j — себестоимость продукции j-го потребителя; e_j — удельное электропотребление.

Можно определить и среднее увеличение себестоимости продукции по всем потребителям, подлежащим ограничению, и, следовательно, среднюю удельную оценку затрат от недоотпуска электроэнергии:

$$\bar{\alpha}_{\text{деф}} = \sum_{j=1}^{k} \alpha_{j\,\text{деф}} z_j, \tag{23.38}$$

где z_j — удельный вес различных потребителей, подлежащих ограничению; k — число ограничиваемых потребителей.

Зная $\bar{\alpha}_{\text{деф}}$, определяем предельно допустимое число часов недоиспользования мощности ГЭС $h_{\text{деф}}$, которое может быть экономически оправдано:

$$h_{\text{деф.эк}} = \frac{\Delta З_{\text{КЭС}} + h_{\text{доп}} b_{\text{эк}} З_{\text{топ}} - \Delta З_{\text{ГЭС}}}{\bar{\alpha}_{\text{деф}}}. \tag{23.39}$$

Вместе с тем $h_{\text{деф}}$ определяется из соотношения

$$h_{\text{деф}} = \frac{\Delta Э_{\text{деф}}}{\Delta N^{\text{макс}}_{\text{деф}}}. \tag{23.40}$$

В зависимости от фактической обеспеченности, а следовательно, и водности недоиспользование мощности будет различным. Максимальное значение $\Delta N^{\text{макс}}_{\text{деф}}$ соответствует дополнительной мощности ГЭС, которая получается как приращение мощности ГЭС в результате снижения расчетной обеспеченности.

Продолжительность дефицита $h_{\text{деф}}$, определенную из экономических соображений, сопоставляют с гидрологической характеристикой продолжительности наблюденных расходов; затем производят водохозяйственные расчеты и определяют обеспеченность, при которой и получится значение $h_{\text{деф}}$, соответствующее $h_{\text{деф.эк}}$.

Удельные затраты $\alpha_{\text{деф}}$ зависят либо от мероприятий, которые будут проводиться в энергосистеме для компенсации дефицита (резервы у потребителей, резервы энергосистемы, двойная технология у потребителей, изменение режима электропотребителя), либо от ущерба при ограничении электроснабжения.

Если в энергосистеме имеется несколько ГЭС, расположенных на разных водотоках, где маловодные циклы лет могут наступить не одновременно (асинхронность стока), то расчеты по определению расчетной обеспеченности должны проводиться одновременно для нескольких ГЭС, т. е. по всей совокупности водотоков (так называемое компенсированное регулирование). Как правило, в этом случае можно идти на снижение расчетной обеспеченности по отдельным ГЭС, что, в свою очередь, приведет к увеличению суммарной установленной мощности ГЭС.

На расчетную обеспеченность оказывают влияние такие факторы, как удельный вес ГЭС в энергосистеме, характер регулирования стока, структура генерирующих мощностей системы, размер резервов, структура потребителей и режим электропотребления, экономические показатели по ГЭС и заменяемой КЭС, по топливу, по дополнительным затратам и ущербам на стороне потребителей и т. д. Наибольшую трудность представляет оценка затрат и ущербов на стороне потребителей из-за отсутствия надежной исходной экономической информации.

В настоящее время в практике проектирования гидроэлектростанций используются и нормативы расчетной обеспеченности (главным образом по числу бесперебойных лет), которые отражают длительный опыт эксплуатации энергосистемы, в том числе и в маловодных условиях. В большинстве случаев для крупных ГЭС рекомендуется расчетная обеспеченность, равная 90—95% по числу бесперебойных лет. Используются также нормативы и по другим формам расчетной обеспеченности, например по глубине перебоя и общему объему недопоставленной электроэнергии. Однако эти нормативы не исключают необходимости тщательного анализа в каждом конкретном случае влияния всех перечисленных факторов на расчетную обеспеченность.

ГЛАВА 24

ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

24.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

К основному энергетическому оборудованию ГЭС относятся гидротурбины и гидрогенераторы, а ГАЭС — обратимые гидромашины и двигатели-генераторы.

На стадии проектирования выбор основного энергетического оборудования является следующим этапом после водноэнергетических расчетов регулирования стока и предварительного составления балансов мощности энергосистемы. На этом этапе известна мощность проектируемой гидроэнергетической установки, которая должна быть установлена исходя из указанных балансов в виде суммы вытесняющей, резервной и дублирующей (сезонной) мощностей.

При выборе основного энергетического оборудования определяются тип и параметры его, которые при заданной информации и удовлетворении всех требуемых ограничений должны обеспечить развитие энергосистемы за счет строительства и эксплуатации проектируемой станции с минимальными народнохозяйственными затратами.

От основного оборудования зависят состав и компоновка гидротехнических сооружений, конструкция здания, параметры электротехнического и вспомогательного оборудования. При подборе основного оборудования уточняются балансы мощности и энергии, полученные на основании водноэнергетических расчетов, выполненных при среднем постоянном значении КПД станции, а также капиталовложения в оборудование и его монтаж, сроки строительства и ввода в эксплуатацию гидроузла в целом.

Критерием решения такой задачи является минимум суммарных приведенных затрат по энергосистеме в целом.

Технико-эономическое обоснование оптимального варианта основного оборудования выполняется на основании анализа всех возможных вариантов оборудования, удовлетворяющих техническим условиям и режимным требованиям проектируемого объекта.

Основными расчетными показателями каждого варианта оборудования являются тип гидротурбины и гидрогенератора, синхронная частота вращения рабочего колеса гидротурбины и ротора гидрогенератора, число гидроагрегатов, номинальный диаметр гидротурбины и параметры ее прочной части (спиральной камеры, направляющего аппарата и отсасывающей трубы), высотное расположение рабочего колеса, назначаемые по условию обеспечения бескавитационной работы гидротурбины, установленная мощность генератора и всей станции, годовая выработка электроэнергии, капиталовложения и эксплуатационные издержки.

Исходными данными для выбора основного оборудования являются:

предварительно составленный баланс мощности энергосистемы с участием существующих и проектируемых гидроэлектростанций;

суммарная мощность, которую необходимо установить на проектируемой станции для обеспечения предварительно составленного баланса мощности энергосистемы на основе результатов водноэнергетического расчета регулирования стока;

характерные режимы работы проектируемой станции в суточном и годовом разрезе;

максимальный, расчетный и минимальный напоры гидроэлектростанции;

требования водохозяйственного комплекса (например, санитарные или базовые попуски) и охраны окружающей среды (например, ограничения, связанные с загрязнением водных ресурсов в результате протечек масла из системы регулирования гидротурбин).

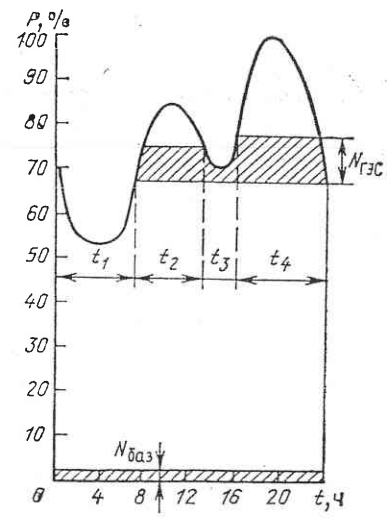


Рис. 24.1. Режим работы проектируемой ГЭС в характерном суточном графике нагрузки энергосистемы

Балансы мощности энергосистемы на перспективный уровень ее развития составляются предварительно на основе результатов водноэнергетических расчетов регулирования для гидрологических условий при заданных значениях расчетной обеспеченности стока. Они не являются окончательными, поскольку составляются на предыдущем этапе до подбора оборудования и дают возможность определить суммарно расчетную мощность, которую необходимо установить для обеспечения водноэнергетического баланса.

Режимы работы проектируемой станции в характерных суточных графиках нагрузки различных сезонов года определяют выработку электроэнергии и годовое число часов использования установленной мощности. Эти режимы, так же как и связанные с ними балансы мощности энергосистемы, уточняются на последующих стадиях проектирования после подбора оборудования. На рис. 24.1 приведен типовой суточный график нагрузки энергосистемы с одним из возможных режимов работы проектируемой ГЭС в годовом разрезе. На графике выделены четыре характерные зоны по времени работы ГЭС. Первая зона t_1 соответствует работе с ограничением по минимальному расходу воды по требованиям водохозяйственного комплекса с мощностью $N_{баз}$. Вторая, третья и четвертая зоны (t_2, t_3, t_4) характеризуют участие ГЭС в покрытии соответственно утреннего максимума, дневного снижения и вечернего пика нагрузки с выделением базовой мощности.

Важнейшим исходным параметром для выбора гидротурбинно-

го оборудования является напор, который изменяется в зависимости от режимов работы проектируемой станции в пределах от минимального до максимального значения.

Предельные колебания напора определяют тип гидротурбинных установок, которые по своим техническим характеристикам могут работать в этом диапазоне.

Верхним пределом является максимальный напор, соответствующий наполненному до отметки НПУ водохранилищу и работе станции с минимальным расходом воды. Этот расход определяется или ограничениями по условиям функционирования водохозяйственного комплекса, или обеспечением минимальной мощности по условиям участия в покрытии графиков нагрузки энергосистемы. Нижним пределом является минимальный напор, соответствующий полной сработке полезного объема водохранилища до отметки УМО и работе станции с ограничением, соответствующим пропускной способности гидротурбин.

Кроме предельных значений напоров, при выборе оборудования необходимо учитывать расчетный по мощности напор, который соответствует уровню воды в водохранилище в период прохождения годового максимума нагрузки энергосистемы при работе проектируемой станции с установленной мощностью и максимальной пропускной способностью гидротурбинного оборудования с учетом влияния зимних условий и подпора уровня воды в нижнем бьефе.

При выборе основного оборудования необходимо учитывать следующие основные положения:

параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и всей станции во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

число агрегатов должно быть минимальным, но при возможно наибольшей мощности каждого агрегата, это приводит к увеличению КПД реактивных гидротурбин, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала станции.

Кроме того, при выборе оборудования следует учитывать следующие ограничения:

число агрегатов не должно быть меньше двух, даже если вся требуемая мощность может быть реализована одним агрегатом, так как его плановый ремонт или аварийный простой приведет к прекращению работы всей станции, при наполненном водохранилище к необходимости холостого сброса воды и, следовательно, к общему снижению уровня надежности эксплуатации станции в энергетической системе;

удовлетворение требований водохозяйственного комплекса по минимальному расходу воды в нижнем бьефе должно сочетаться с необходимостью использования этого расхода для выработки электроэнергии, что может привести к снижению мощности агрегата, увеличению их числа или установке специального агрегата небольшой мощности;

максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться не только исходя из возможностей его изготовления, но и с учетом условий транспортировки к месту монтажа. Для различных видов транспорта максимальные габариты перевозимых грузов регламентируются. Так, радиально-осевые гидротурбины диаметром 7,5 м, изготовленные для Красноярской ГЭС на ЛМЗ, доставлялись из Ленинграда водным транспортом, поскольку для перевозки рабочих колес по железной дороге предельным диаметром является 6,3 м. В горных районах страны условия доставки могут накладывать еще бóльшие ограничения;

выбор отметки высотного расположения рабочего колеса гидротурбин, особенно поворотно-лопастных и диагональных, должен учитывать геологические особенности основания здания станции, что может привести к необходимости уменьшения заглубления рабочего колеса и подводной части здания станции, снижению мощности гидротурбин и увеличению их числа;

число агрегатов, особенно при большом их числе, что характерно для низконапорных ГЭС, должно выбираться кратным 2 или 3, это упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

Перечисленные основные положения и рекомендации, разумеется, не могут охватить все специфические особенности и поэтому должны применяться с учетом конкретных условий проектирования гидроэнергетических объектов.

24.2. ПОДБОР ГИДРОТУРБИН ПО НОМЕНКЛАТУРЕ

Номенклатура представляет собой совокупность основных технических характеристик гидротурбин, объединенных по основным признакам — напору, диаметру рабочего колеса и мощности турбины.

В настоящее время такая номенклатура составлена для реактивных необратимых гидромашин. Весь диапазон их применения по напору от 3 до 500 м разбивается на участки, охватываемые наименьшим числом заранее установленных стандартных серий рабочих колес. Номенклатура включает крупные поворотно-лопастные и радиально-осевые гидротурбины вертикального исполнения с диаметрами рабочих колес: для поворотно-лопастных турбин от 2,5 до 10,5 м, для радиально-осевых от 1,8 до 8,5 м.

Номенклатура устанавливает маркировку гидротурбин, типы рабочих колес в соответствии с напорами, типы установок (расположение вала и турбинной камеры), основные размеры гидротурбин (диаметр рабочего колеса, диаметр окружности расположения осей лопаток направляющего аппарата, высоту направляющего аппарата и др.).

На рис. 24.2 представлена номенклатура реактивных гидротурбин в виде сводного графика — номограммы областей приме-

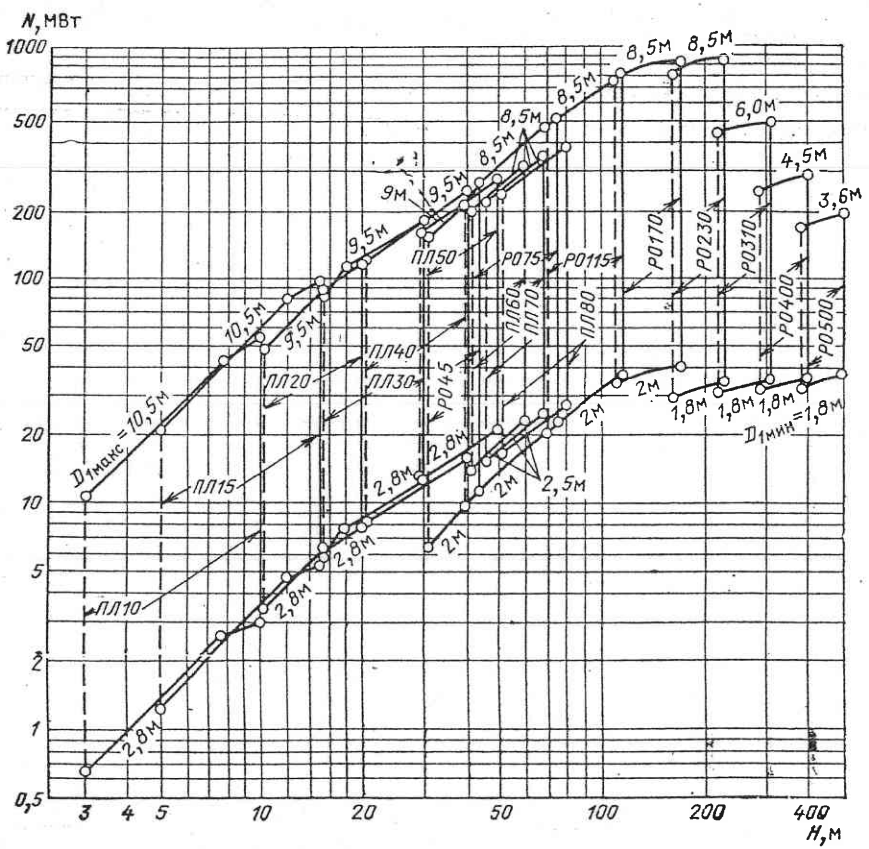


Рис. 24.2. Номограмма областей применения вертикальных поворотно-лопастных и радиально-осевых гидротурбин

нения вертикальных поворотно-лопастных и радиально-осевых турбин. На графике в координатах напора и мощности выделены области применения отдельных серий турбин, внутри каждой области указана марка серии турбин. Границы мощностей каждой области определяются максимальными и минимальными диаметрами рабочих колес. Границы применения по напору установлены исходя из допускаемых высот отсасывания и условий прочности гидротурбин.

Номенклатура реактивных гидротурбин позволяет без выполнения детальных расчетов на начальной стадии проектирования ориентировочно наметить типы гидротубин, предельные значения диаметра рабочего колеса и соответствующий им диапазон изменения мощности гидротурбины.

Исходными данными для определения этих параметров являются расчетная установленная мощность проектируемой станции и

диапазон изменения напора, в том числе его расчетное по мощности значение.

По диапазону изменения напоров и номенклатуре (рис. 24.2) определяются типы турбин, которые могут работать в этом диапазоне.

По расчетному напору для максимального или минимального диаметра рабочего колеса гидротурбины определяется ее номинальная мощность $N_т^{ном}$. Число агрегатов вычисляется при заданной расчетной суммарной установленной мощности $N_{уст}^{р}$ и КПД генераторов $\eta_г$ по формуле

$$z = N_{уст}^{р} / N_т^{ном} \eta_г. \qquad (24.1)$$

Коэффициент полезного действия современных мощных генераторов при $\cos\varphi = 0{,}80 \div 0{,}85$ до выбора их параметров принимается равным 0,96—0,98.

Каждая из приведенных в номограмме серий гидротурбин, кроме предельных значений диаметров рабочего колеса, напора и мощности, характеризуется частными графиками (рис. 24.3,*а*), по которым можно определить не только предельные значения диаметров рабочего колеса данной серии гидротурбин, но и промежуточные стандартные его значения и соответствующую этому диаметру и расчетному напору синхронную частоту вращения.

Каждый частный график области применения дополняется вспомогательным графиком $h_s(H)$ (рис. 24.3,*б*), для определения максимально допустимой высоты отсасывания H_s:

$$H_s = h_s - \frac{\nabla z_{н.б}}{900}, \qquad (24.2)$$

где h_s — высота отсасывания турбины, отсчитываемая от уровня моря, определяется по вспомогательному графику $h_s(H)$; $\frac{\nabla z_{н.б}}{900}$ — поправка, учитывающая несовпадение уровня воды в нижнем бьефе, от которого отсчитывается H_s, с уровнем моря; $\nabla z_{н.б}$ — отметка уровня воды в нижнем бьефе при расчетных условиях.

Для поворотно-лопастных турбин на графике $h_s(H)$ приведены две линии: верхняя линия построена при максимальных приведенных расходах воды, а нижняя — при минимальных. Значение h_s принимается по верхней или нижней линии или промежуточное в зависимости от положения расчетной точки по напору, диаметру и мощности турбины на частном графике (рис. 24.3,*а*). Если расчетная точка находится на частном графике между граничными значениями мощностей турбины, то отрезок h_s при расчетном напоре делится пропорционально отношению отрезков от расчетной точки до верхней и нижней границы мощности турбины (рис. 24.3,*б*).

По номенклатурным данным можно наметить тип гидротурбины и определить ее параметры: диаметр рабочего колеса, номи-

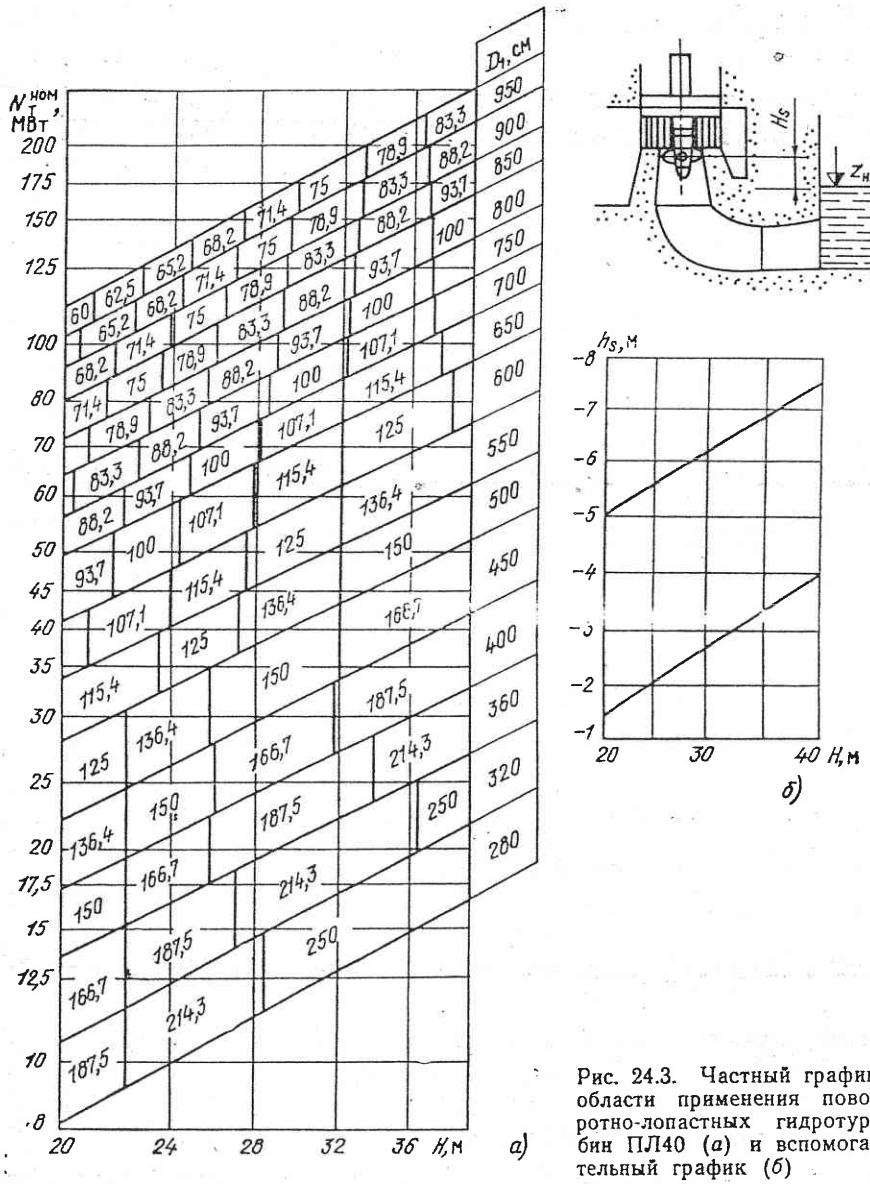


Рис. 24.3. Частный график области применения поворотно-лопастных гидротурбин ПЛ40 (*а*) и вспомогательный график (*б*)

нальную мощность, синхронную частоту вращения и высоту отсасывания.

Очевидно, что использование номенклатурных графиков для подбора гидротурбинного оборудования имеет следующие недостатки.

Рассматриваемый вариант выбора основного оборудования по номенклатурным данным ограничен лишь двумя типами гидротурбин и не учитывает возможность применения других современных конкурирующих гидромашин (например, диагональных и др.).

Для оценки возможности применения диагональных и поворотно-лопастных горизонтальных капсульных гидротурбин можно воспользоваться основными расчетными данными, приведенными в табл. 24.1 и 24.2.

Гидротурбина ПЛК10 имеет высокую быстроходность, достигающую 1400 об/мин, и отличается большой пропускной способностью. Турбина предназначена для работы при самых низких напорах и больших диапазонах его изменения. Турбины этого типа установлены на ПЭС Ранс во Франции и Кислогубской в СССР. Гидротурбины типа ПЛК16 также достаточно быстроходны, но имеют несколько меньшую пропускную способность, чем ПЛК10. Недостатком обоих типов турбин является высокий коэффициент кавитации. Рабочие колеса этих гидротурбин изготавливаются диаметром от 3,55 до 10,6 м.

Диагональные поворотно-лопастные гидротурбины (Д) являются одним из современных типов гидротурбин двойного регулирова-

Таблица 24.1. Основные расчетные данные поворотно-лопастных горизонтальных капсульных гидротурбин

Показатели	ПЛК10	ПЛК16
Диапазон напоров, м	1—10	3—16
Приведенная частота вращения, об/мин:		
оптимальная n'_{1o}	170	155
расчетная n'_{1p}	210	175
Приведенный (максимальный-расчетный) расход воды Q'_{1p}, л/с	4200—3800	3000—2800
Коэффициент кавитации при Q'_{1p}	2,8—2,2	2,0—1,6
Относительный диаметр капсулы	0,8—0,85	1,0—1,25

Таблица 24.2. Основные расчетные данные диагональных поворотно-лопастных гидротурбин

Показатели	Д60	Д45	Д30
Угол наклона оси поворота лопастей рабочего колеса, град	60	45	30
Диапазон напоров, м	40—70	60—130	120—170
Приведенная частота вращения, об/мин:			
оптимальная n'_{1o}	110	90	80
расчетная n'_{1p}	120	100	90
Приведенный (максимальный-расчетный) расход воды Q'_{1p}, л/с	1600—1300	1400—1100	1000—700
Коэффициент кавитации при Q'_{1p}	0,5—0,38	0,32—0,2	0,18—0,1

ния, которые имеют бóльшую пропускную способность и лучшие кавитационные качества, чем поворотно-лопастные гидротурбины на аналогичные напоры. Диагональные гидротурбины могут работать при значительно более высоких напорах, чем поворотно-лопастные, и рассчитаны на самый большой диапазон колебания напора из всех существующих типов гидротурбин. Рабочие колеса этих гидротурбин изготавливаются диаметром от 1,8 до 9,0 м.

24.3. ПОДБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС ПО ГЛАВНЫМ УНИВЕРСАЛЬНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

Параметры основного оборудования ГЭС, полученные по номенклатурным данным, можно дополнить и уточнить с помощью главных универсальных характеристик гидротурбин. Для этого прежде всего определяются все возможные типы и серии гидротурбин, которые могут работать в заданном диапазоне изменения напора.

Для однотипных гидротурбин необходимо сопоставить между собой их главные универсальные характеристики и для дальнейшего рассмотрения оставить варианты, которые соответствуют наибольшему КПД в оптимуме характеристики, наилучшим кавитационным качествам и наибольшей пропускной способности.

Подбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа гидротурбин наметить такие варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов. *Оптимальный вариант основного оборудования ГЭС будет соответствовать минимуму суммарных приведенных затрат по энергосистеме.*

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС обычно называется режимным полем по расходу и напору (рис. 24.4). Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с наполненным водохранилищем до отметки НПУ, нижней границей — напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{в.б}}(U_{\text{сраб}}) - z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}}) - \Delta H_{\text{в.с}}, \qquad (24.3)$$

где $z_{\text{в.б}}(U_{\text{сраб}})$ — отметка уровня воды в верхнем водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $U_{\text{сраб}}$ от НПУ до УМО; $z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}})$ — отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода $Q_{\text{н.б}}$; $\Delta H_{\text{в.с}}$ — потери напора в водопроводящих сооружениях.

Потери напора $\Delta H_{\text{в.с}}$ до выбора гидротурбинного оборудования могут быть учтены только приближенно в виде предварительно принятого среднего значения, поскольку состав, компоновка и параметры водопроводящих сооружений зависят от параметров основного оборудования ГЭС. Потери напора уточняются итерационным путем после расчета параметров по гидроэнергетическому оборудованию.

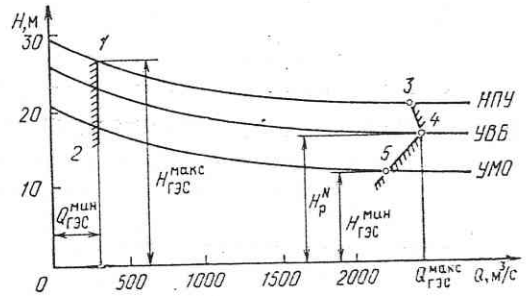


Рис. 24.4. Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Ограничением слева на режимном поле (рис. 24.4, линия *1—2*) является минимальный расход воды $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{мин}}$, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса или особенностями режимов работы ГЭС в графиках нагрузки.

Ограничением справа на режимном поле является линия расчетной установленной мощности (*3—4*), уравнение которой имеет следующий вид:

$$N_{\text{уст}}^{\text{р}} = k^N Q_{\text{ГЭС}} H_{\text{ГЭС}}, \qquad (24.4)$$

где k^N — коэффициент мощности, изменяющийся в пределах от 8,0 до 8,8 в зависимости от принятого значения среднего КПД ГЭС $\bar{\eta}_{\text{ГЭС}}$.

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС (*4—5*), которая до выбора турбинного оборудования может быть построена по следующей зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}} \sqrt{H_{\text{ГЭС}}} / \sqrt{H_{\text{р}}^{N}}, \qquad (24.5)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}$ — максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе ГЭС при расчетном по мощности напоре $H_{\text{р}}^{N}$.

Полученную область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС по напору и расходу необходимо нанести на главные универсальные характеристики для всех намеченных к рассмотрению типов гидротурбин. Для этого предварительно необходимо в качестве первого приближения принять максимальный диаметр рабочего колеса для каждого типа гидротурбин, исходя из условий их изготовления и доставки на ГЭС, а на главных универсальных характеристиках задаться

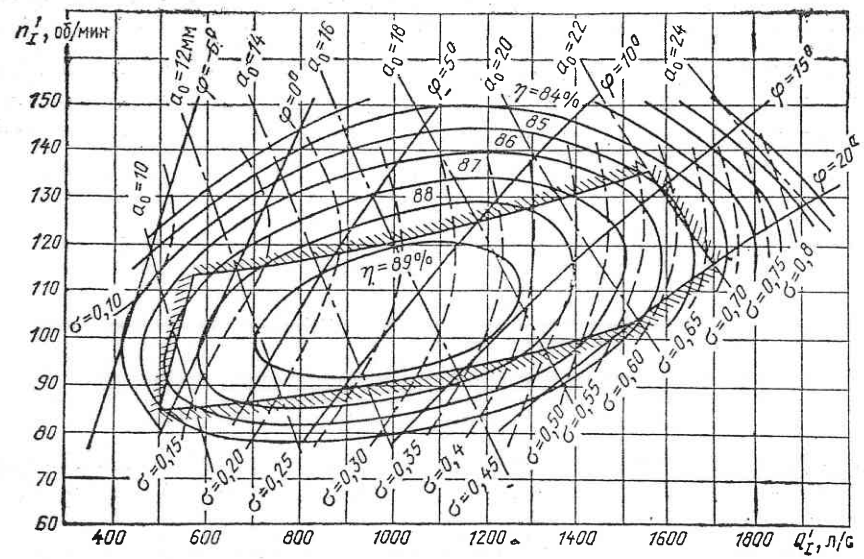


Рис. 24.5. Главная универсальная характеристика поворотно-лопастной гидротурбины, совмещенная с режимным полем проектируемой ГЭС

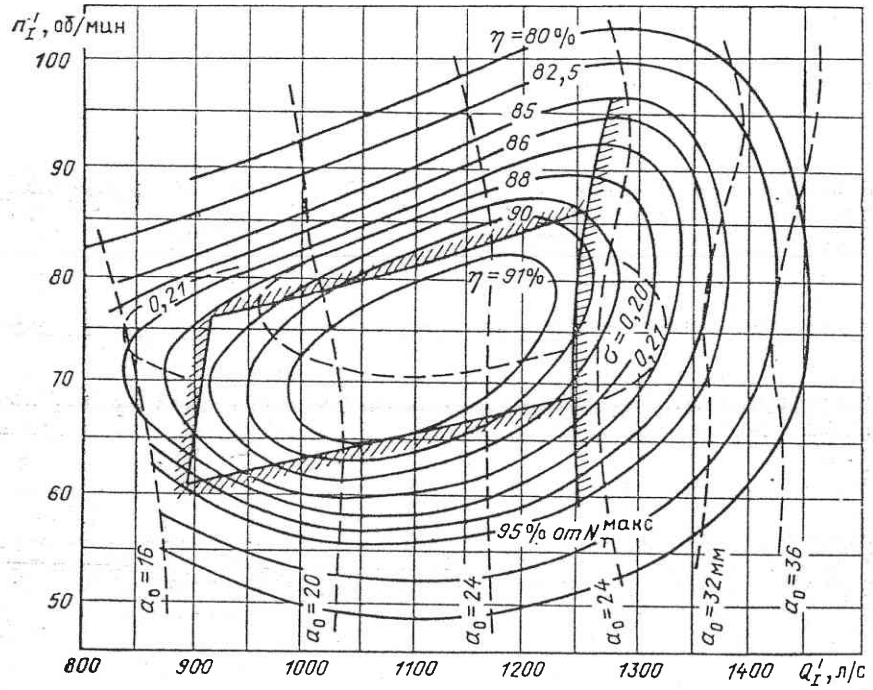


Рис. 24.6. Главная универсальная характеристика радиально-осевой гидротурбины, совмещенная с режимным полем проектируемой ГЭС

На рис. 24.5 и 24.6 приведены главные универсальные характеристики поворотно-лопастной и радиально-осевой гидротурбин, совмещенные с режимным полем, пересчитанным в координаты n'_I и Q'_I. Полученное совмещение характеризуется расположением оптимальной зоны КПД в пределах ограничений режимного поля и является вполне удовлетворительным.

Отметка расположения рабочего колеса для обеспечения его бескавитационной работы определяется по формуле

$$\nabla z_{р.к} = \nabla z_{н.б}(Q_{н.б}) + H_s, \qquad (24.11)$$

где $\nabla z_{н.б}(Q_{н.б})$ — отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{н.б}$, соответствующие расчетным условиям.

Расчетными условиями являются наиболее опасные по условиям кавитации режимы работы проектируемой ГЭС. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика (см. § 24.5). В первом приближении рекомендуется рассматривать минимум три режима: работа ГЭС при отметке НПУ с установленной мощностью соответственно одного и всех агрегатов, а также работа всех агрегатов при расчетном по мощности напоре.

Высота отсасывания H_s вычисляется по формуле

$$H_s = B - \frac{\nabla z_{н.б}(Q_{н.б})}{900} - k_\sigma \sigma H_т, \qquad (24.12)$$

где B — барометрическое давление, равное 10,33 м; k_σ — коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной турбины к натурной, принимаемый равным 1,1—1,2; σ — коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий; $H_т$ — напор турбинной установки, соответствующий расходу воды $Q_{н.б}$.

Из всех расчетных значений H_s выбирают такое, которое приводит к наибольшему заглублению оборудования, т. е. обеспечению его бескавитационной работы в области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Полученные параметры гидротурбинного оборудования позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. На ГЭС обычно устанавливаются трехфазные синхронные гидрогенераторы серийного типа вертикального или горизонтального исполнения.

Основными параметрами гидрогенератора являются полная, или кажущаяся, мощность, напряжение, синхронная частота вращения, коэффициент мощности $\cos\varphi$ и коэффициент полезного действия. Синхронная частота вращения принимается равной частоте вращения рабочего колеса гидротурбины. Коэффициент мощности обычно изменяется в пределах 0,8—0,85.

Полная мощность определяется по формуле

$$S_г = N_а / \cos\varphi, \qquad (24.13)$$

где $N_а$ — установленная мощность агрегата.

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетным значениям его полной мощности и синхронной частоте вращения. Полная мощность выбранного серийного гидрогенератора обычно превышает ее расчетное значение.

Каждый гидрогенератор имеет свою рабочую характеристику в виде функции изменения его КПД от нагрузки, выраженной в относительных единицах.

Для экономического сопоставления всех конкурирующих вариантов основного оборудования, помимо рассмотренных выше расчетных параметров, необходимо определить среднемноголетнюю выработку электроэнергии проектируемой ГЭС с учетом фактического переменного КПД основного оборудования. В первом приближении в качестве среднемноголетней выработки можно принять выработку электроэнергии с учетом не всего имеющегося гидрологического ряда расходов воды, а только для условий расчетного года средней водности.

Для определения этой выработки электроэнергии необходимо воспользоваться исходной информацией о характерных режимах работы проектируемой ГЭС (см. § 24.1) и результатами водно-энергетического расчета регулирования стока для средневодного года. По этим данным известны в каждом расчетном интервале $Q_{ГЭС}$ и $N_{ГЭС}$ и соответствующая им при постоянном КПД средняя и рабочая мощности ГЭС. Очевидно, что если фактический КПД основного оборудования будет отличаться от принятого ранее среднего его значения, то при тех же напоре и расходе в данном расчетном интервале мощность и выработка энергии также будут отличаться.

Для определения фактического КПД, с которым оборудование ГЭС работает в данном расчетном интервале, необходимо соответствующие значения $Q_{ГЭС}$ и $H_{ГЭС}$ пересчитать в приведенные показатели Q'_1 и n'_1. Для пересчета $Q_{ГЭС}$ необходимо предварительно определить число включенных агрегатов как частное от деления рабочей мощности ГЭС на установленную мощность одного агрегата и вычислить расход одного агрегата. Полученные значения Q'_1 и n'_1 наносятся на главную универсальную характеристику и в этой точке определяется фактический КПД модели, который пересчитывается на натурные показатели. По рабочей характеристике гидрогенератора и полученной фактической мощности гидротурбины определяется его КПД.

Таким образом, в каждом расчетном интервале уточняется режим работы проектируемой ГЭС и вычисляется ее годовая выработка электроэнергии.

Метод подбора оборудования по главным универсальным характеристикам турбин является аналитическим методом. Он обладает достаточно высокой точностью, но не имеет наглядности, поскольку анализ всех конкурирующих вариантов выполняется по главным универсальным характеристикам одного агрегата без рассмотрения станционных характеристик.

24.4. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛОГАРИФМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КООРДИНАТ

Графический метод расчета на основе логарифмической системы координат $\lg H$—$\lg Q$ может быть использован в тех случаях, когда необходимо быстро и наглядно проанализировать большое число конкурирующих вариантов без высокой точности оценки показателей каждого из них.

Известно, что любая кривая, построенная в логарифмических координатах, при изменении абсцисс и ординат всех ее точек перемещается в новое положение, не изменяя своих размеров и формы. Схема логарифмической системы в координатах $\lg H$—$\lg Q$, на которую нанесены изолинии стандартных диаметров и синхронных частот вращения, а также изолинии мощности при постоянном КПД оборудования ГЭС, представлена на рис. 24.7.

Указанное свойство логарифмической системы позволяет один раз перестроить главную универсальную характеристику гидротурбины в координаты $\lg H$—$\lg Q$ при каком-либо сочетании D_1 и n (точка *1*), а затем для другого их сочетания, трудоемкий пересчет заменить простым перемещением характеристики гидротурбины в новую точку (точка *2*). Эти точки обычно называют закрепляющими.

Изменение координат всех точек характеристики будет соответствовать изменению координат точки *1* (H_1, Q_1) при переходе в точку *2* (H_2, Q_2).

Значения H и Q в каждой из этих точек определяются по известным формулам подобия:

$$H_1 = \left(\frac{n_1 D_{11}}{n'_1}\right)^2; \quad H_2 = \left(\frac{n_2 D_{12}}{n'_1}\right)^2; \tag{24.14}$$

$$Q_1 = Q'_1 D_{11}^3 \frac{n_1}{n'_1}; \quad Q_2 = Q'_1 D_{12}^3 \frac{n_2}{n'_1}. \tag{24.15}$$

Выразим полученные новые значения координат H_2, Q_2 через их начальное состояние H_1, Q_1:

$$\frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{n_2 D_{12}}{n_1 D_{11}}\right)^2; \quad H_2 = H_1 \left(\frac{n_2 D_{12}}{n_1 D_{11}}\right)^2; \tag{24.16}$$

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1}\left(\frac{D_{12}}{D_{11}}\right)^3; \quad Q_2 = Q_1 \frac{n_2}{n_1}\left(\frac{D_{12}}{D_{11}}\right)^3. \tag{24.17}$$

Введем обозначения $\nu = n_2/n_1$; $\delta = D_{12}/D_{11}$ и после подстановки их в (24.16) и (24.17), получим уравнения

$$H_2 = H_1 \nu^2 \delta^2; \quad Q_2 = Q_1 \nu \delta^3. \tag{24.18}$$

Прологарифмируем выражения (24.18):

$$\lg H_2 = \lg H_1 + 2\lg \nu + 2\lg \delta; \tag{24.19}$$

$$\lg Q_2 = \lg Q_1 + \lg \nu + 3\lg \delta. \tag{24.20}$$

Таким образом, в логарифмической системе координат при переходе от одного сочетания D_1 и n к другому

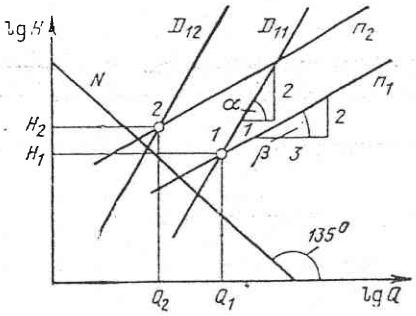


Рис. 24.7. Изолинии диаметров, частот вращения и мощности в поле логарифмических координат

все точки характеристики гидротурбины смещаются параллельно оси $\lg H$ на $2\lg\nu+2\lg\delta$ и параллельно оси $\lg Q$ на $\lg\nu+3\lg\delta$. При этом масштабы осей координат, форма и размеры характеристики не изменяются и не зависят от принятого сочетания D_1 и n.

В частном случае, если D_1 остается постоянным, а изменяется только n, то $\delta=1$ и координаты новых точек будут определяться уравнениями:

$$\lg H_2=\lg H_1+2\lg\nu; \tag{24.21}$$

$$\lg Q_2=\lg Q_1+\lg\nu, \tag{24.22}$$

т. е. все точки характеристики переместятся параллельно оси $\lg H$ на $2\lg\nu$ и параллельно оси $\lg Q$ на $\lg\nu$ вдоль прямой с углом наклона α к оси $\lg Q$ (рис. 24.7), тангенс которого равен:

$$\operatorname{tg}\alpha=\frac{2\lg\nu}{\lg\nu}=2.$$

При постоянной частоте вращения n и переменном диаметре D_1 изменение координат точек будет определяться уравнениями

$$\lg H_2=\lg H_1+2\lg\delta; \tag{24.23}$$

$$\lg Q_2=\lg Q_1+3\lg\delta, \tag{24.24}$$

т. е. все точки характеристики переместятся параллельно оси $\lg H$ на $2\lg\delta$ и параллельно оси $\lg Q$ на $3\lg\delta$ вдоль прямой с углом наклона β к оси $\lg Q$ (рис. 24.7), тангенс которого равен:

$$\operatorname{tg}\beta=\frac{2\lg\delta}{3\lg\delta}=\frac{2}{3}.$$

Совокупность изолиний стандартных диаметров D_1 и синхронных частот n, называемая логарифмической сеткой D_1—n, совмещенная с логарифмическим полем $\lg H$—$\lg Q$, представляет собой логарифмическую систему координат для выбора вариантов основного оборудования проектируемой ГЭС (рис. 24.8).

Логарифмическую сетку D_1—n относительно логарифмического поля $\lg H$—$\lg Q$ в общем случае можно совмещать произвольно, но целесообразно это делать так, чтобы в поле логарифмических координат размещался весь диапазон изменения стандартных диаметров D_1 и синхронных частот вращения n.

Для полноты информации на логарифмическое поле $\lg H$—$\lg Q$ наносятся изолинии мощностей N при постоянном КПД. Расположение изолиний мощности определяется уравнением, полученным в результате логарифмирования формулы мощности (24.4):

$$\lg N=\lg k^N+\lg Q+\lg H, \tag{24.25}$$

откуда при постоянных значениях N и k^N следует, что

$$\lg Q+\lg H=\text{const}, \tag{24.26}$$

т. е. изолинии мощностей представляют собой прямые с углом наклона к оси $\lg Q$, равным 135° (рис. 24.7).

Режимное поле так же, как и в равномерной системе координат, ограничено слева линией минимального расхода *ab*, сверху и снизу — напорными характеристиками ГЭС соответственно при работе с отметками НПУ и УМО. Ограничением

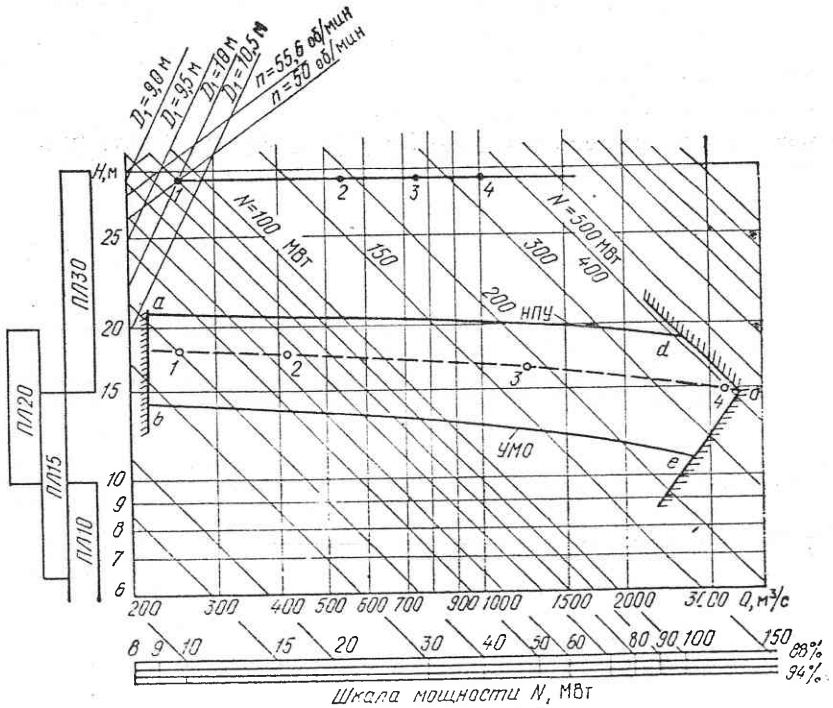


Рис. 24.8. Режимное поле проектируемой ГЭС в логарифмической системе координат

справа является линия расчетной установленной мощности *do* и пропускной способности *oe* проектируемой ГЭС. Точка *o* соответствует расчетному по мощности напору.

Режимное поле определяет диапазон изменения напора проектируемой ГЭС, по которому намечаются для дальнейшего анализа возможные типы гидротурбин.

Перестроение главных универсальных характеристик в логарифмические координаты $\lg H$—$\lg Q$ удобно выполнять с помощью логарифмического поля $\lg n'_1$—$\lg Q'_1$ (рис. 24.9), которое построено с учетом того, чтобы масштаб по оси $\lg n'_1$ соответствовал масштабу по оси $\lg H$, а по оси $\lg Q'_1$ — масштабу по оси $\lg Q$ логарифмического поля $\lg H$—$\lg Q$. Соответствие масштабов необходимо для возможности дальнейшего перемещения перестроенной характеристики гидротурбины при различных сочетаниях D_1 и n в логарифмической системе координат. На логарифмическое поле $\lg n'_1$—$\lg Q'_1$ нанесена также закрепляющая точка *1* с принятыми ранее координатами H и Q, которые соответствуют в данном примере $n'_1=79$ об/мин и $Q'_1=0{,}395$ м³/с (рис. 24.9).

Таким образом, перестроение главной универсальной характеристики в логарифмические координаты $\lg H$—$\lg Q$ осущест-

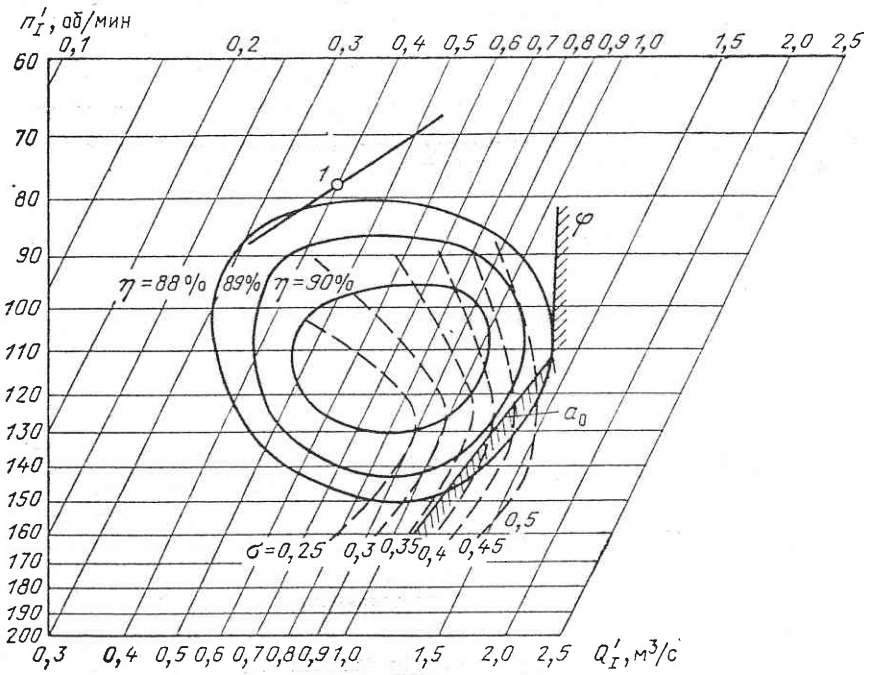


Рис. 24.9. Характеристика гидротурбины в логарифмических координатах

вляется переносом точек с координатами n'_I, Q'_I на логарифмическое поле $\lg n'_I$—$\lg Q'_I$. Линии ограничения пропускной способности гидротурбин выбираются на основе принципов, изложенных в § 24.3.

Перестроенная в логарифмические координаты характеристика турбины переносится на кальку вместе с закрепляющей точкой *1*, которая затем совмещается с одним из возможных сочетаний D_1 и n в поле логарифмической системы $\lg H$—$\lg Q$ (рис. 24.10,*а*) при выполнении следующих рекомендаций:

1) режимное поле должно покрываться зоной наибольшего КПД характеристики гидротурбины;

2) число агрегатов должно определяться перемещением характеристики гидротурбины вместе с закрепляющей точкой вправо по горизонтали от начального положения, определяемого принятым сочетанием D_1 и n и соответствующего одному агрегату, на lg 2, lg 3 и т. д. (точки *2*, *3*, *4* на рис. 24.10,*а*). Увеличение числа агрегатов будет осуществляться до тех пор, пока линия ограничения пропускной способности турбины не совместится с точкой *о*, соответствующей расчетному по мощности напору ГЭС. В этой точке необходимо вычислить с учетом фактических параметров расхода и КПД мощность агрегата (по 24.6) и установленную мощность ГЭС, которая должна быть не менее ее

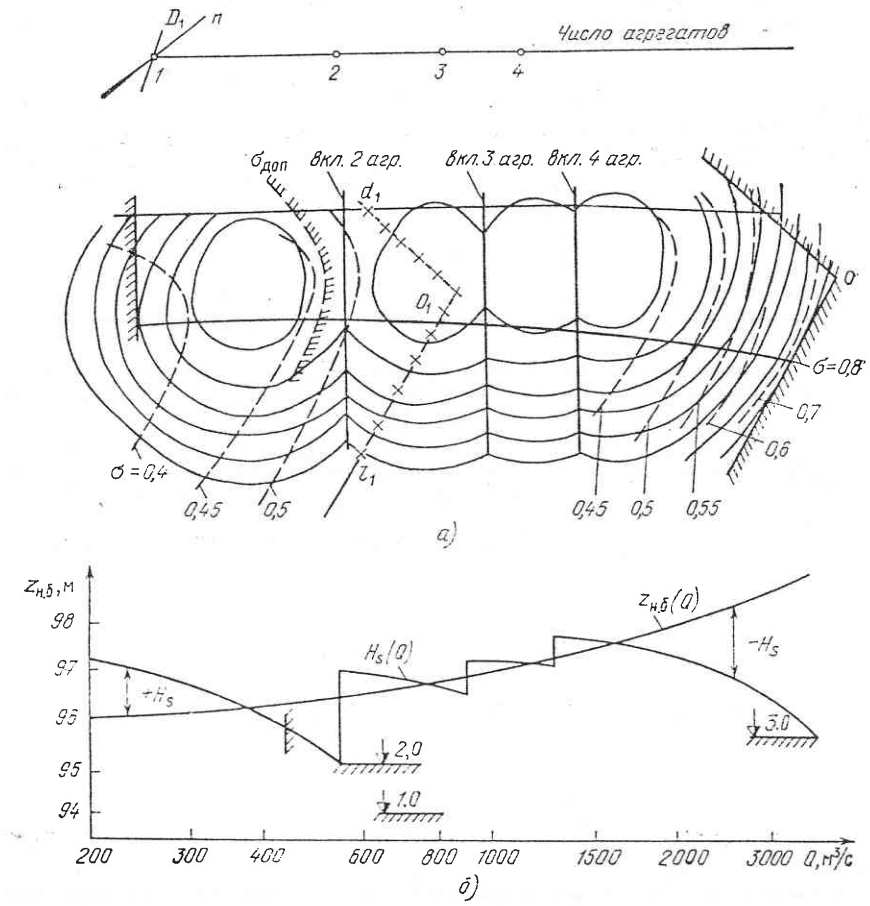


Рис. 24.10. Станционная (*а*) и кавитационная (*б*) характеристики проектируемой ГЭС для варианта турбинного оборудования в логарифмических координатах

расчетного значения. Следует отметить, что из-за целочисленности изменения числа агрегатов указанное совмещение не всегда возможно. В этом случае допускается, чтобы установленная мощность проектируемой ГЭС была на 1—2 % больше расчетного значения, что будет соответствовать пересечению линий расчетного напора и пропускной способности турбины правее точки *о*;

3) число агрегатов по возможности должно выбираться таким, чтобы ограничение по минимальному расходу располагалось в рабочей зоне характеристики гидротурбины.

При построении главной универсальной характеристики гидротурбины не учитывалась поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре. В связи с этим принятый вариант синхронной частоты вращения должен

быть уточнен с учетом указанной поправки $\Delta n'_1$, вычисляемой по формуле

$$\Delta n'_1 = n'_1 \sqrt{\frac{\eta}{\eta_м} - 1}, \qquad (24.27)$$

где n'_1 — приведенная частота вращения при расчетном напоре; $\eta_т$, $\eta_м$ — КПД турбины и модели в оптимуме их характеристик.

После уточнения частота вращения округляется до стандартного значения синхронной частоты. Если поправка составляет менее 3 % приведенной частоты вращения n'_1, то она может не учитываться.

Рассмотренным выше методом намечается ряд конкурирующих вариантов основного оборудования ГЭС. Для каждого конкурирующего варианта оборудования рассчитывается годовая выработка электроэнергии (см. § 24.3). Значения $H_{гэс}$ и $Q_{гэс}$ для характерных режимов работы ГЭС непосредственно наносятся на режимное поле без предварительного их пересчета в приведенные показатели (точки *1*, *2*, *3*, *4* на рис. 24.8).

Отметку расположения гидротурбины наиболее обоснованно можно определить на основании построения и анализа кавитационной характеристики ГЭС (рис. 24.10,*б*). Для этого кривую связи нижнего бьефа $z_{н.б}(Q_{н.б})$ целесообразно построить в полулогарифмической системе координат $z_{н.б}$—lg Q для возможности совмещения шкалы расходов с логарифмическим полем lg H—lg Q.

Поскольку наибольшее заглубление гидротурбины для бескавитационной ее работы соответствует наибольшим напорам ГЭС, то построение кавитационной характеристики необходимо выполнять для условий работы ГЭС при отметке НПУ, т. е. с использованием напорной характеристики, являющейся верхним ограничением режимного поля.

Высота отсасывания H_s рассчитывается по (24.12) в точках пересечения изолиний коэффициента кавитации σ с верхней напорной характеристикой и линией ограничения ГЭС по установленной мощности. Положительные значения H_s откладываются вверх от кривой связи $z_{н.б}(Q_{н.б})$, отрицательные — вниз (рис. 24.10,*б*). В точках пересечения напорной характеристики ГЭС с линиями включения агрегатов, которая построена по точкам пересечения изолиний равных КПД, кавитационная характеристика имеет разрывы непрерывности. Поскольку при включении каждого последующего агрегата коэффициент кавитации резко снижается по сравнению с предыдущим его значением указанная характеристика будет иметь скачкообразный характер.

Из анализа приведенной на рис. 24.10,*б* кавитационной характеристики следует, что расположение гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы должно быть не выше отметки 2,0 соответствующей нагрузке одного агрегата до мощности, при которой происходит включение второго агрегата.

Однако в ряде случаев наиболее опасной по условиям кавитации может оказаться работа одного агрегата с установленной мощностью по линии ограничения $d_1o_1e_1$ при отметке НПУ в точке d_1. Заглубление оборудования для такого режима получается наибольшим и определяется отметкой 1,0. Если отметка 1,0 окажется неприемлемой из-за чрезмерно большого заглубления или других причин и требуется ее повысить, например до отметки 3,0, соответствующей работе всех агрегатов при расчетном напоре, то необходимо наложить ограничение на рабочую мощность одного агрегата по условиям кавитации. Допустимое значение коэффициента кавитации в этом случае вычисляется по формуле

$$\sigma_{доп} = \frac{B - \frac{z_{н.б}}{900} - H_s}{k_з H_{гэс}}. \qquad (24.28)$$

Подбор оборудования в логарифмической системе координат по сравнению с подбором по главным универсальным характеристикам обладает большей наглядностью и возможностью более полного анализа и учета режимов работы проектируемой ГЭС. Однако, как и любой графический метод, имеет значительную погрешность, которая особенно существенно возрастает с увеличением числа агрегатов. В связи с этим при числе агрегатов более 10—12 рассмотренный метод становится практически неприменимым.

24.5. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЭС

Основные особенности выбора оборудования ГАЭС определяются режимом работы этих электростанций, которые отличаются от обычных ГЭС прежде всего тем, что ГАЭС не вырабатывают электрическую энергию, а перераспределяют ее во времени, работая сначала в насосном режиме, а затем в турбинном.

На основании опыта проектирования, строительства и эксплуатации ГАЭС в качестве основного оборудования рекомендуются обратимые радиально-осевые и диагональные поворотно-лопастные гидромашины с синхронными двигателями-генераторами с одинаковой частотой вращения в насосном и турбинном режимах.

В настоящее время в нашей стране разработаны две марки обратимых гидромашин: обратимая радиально-осевая на максимальный напор 115 м типа ОРО115/812 и обратимая диагональная поворотно-лопастная на напор 100 м типа ОДПЛ100/7. Главные универсальные и модельные характеристики этих гидромашин представлены на рис. 24.11—24.13. Кроме того, разрабатываются более совершенные модели обратимых диагональных гидромашин на напоры 50 и 100 м.

Отечественной промышленностью изготовлены обратимые радиально-осевые гидромашины для Киевской ГАЭС с установ-

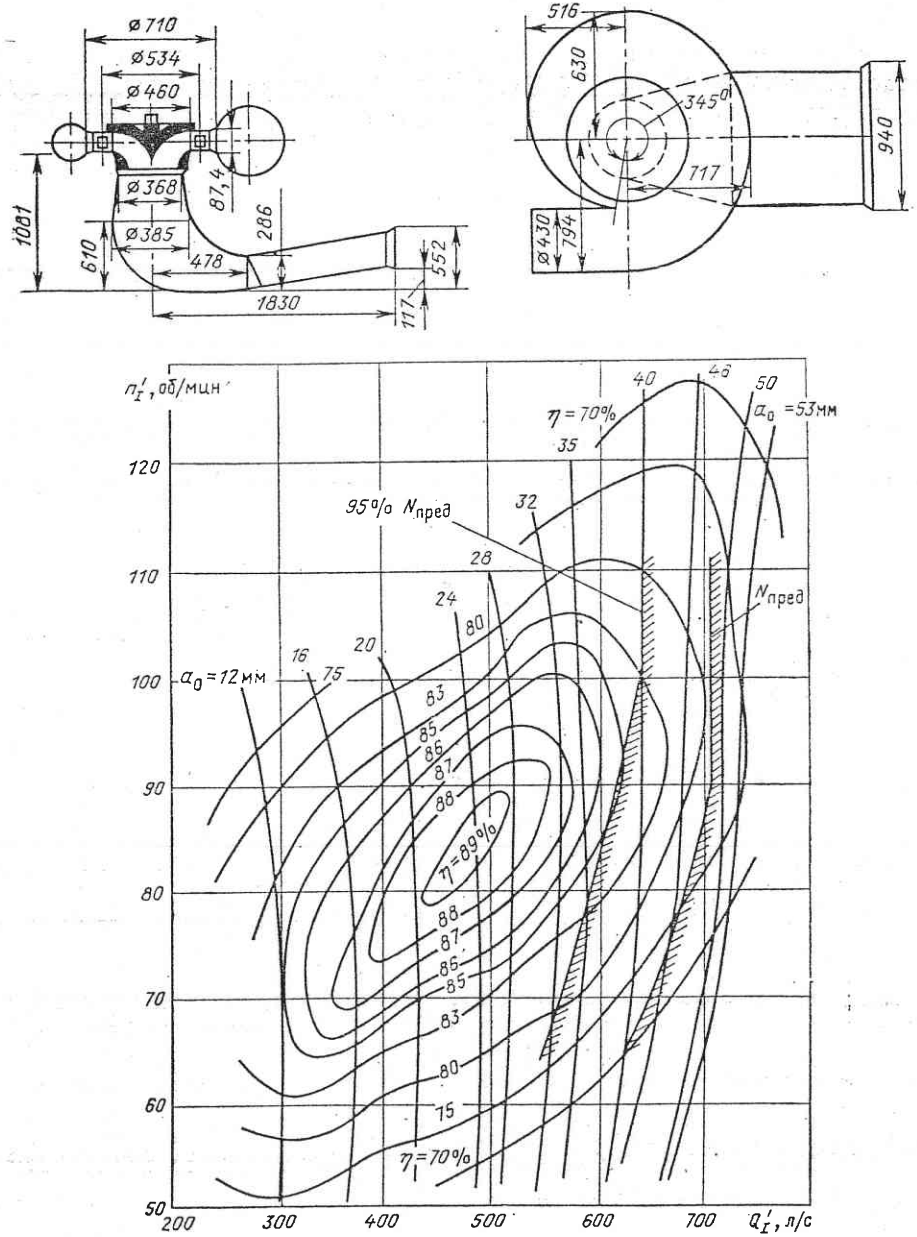


Рис. 24.11. Главная универсальная характеристика обратимой радиально-осевой гидромашины типа ОР0115/812 в турбинном режиме

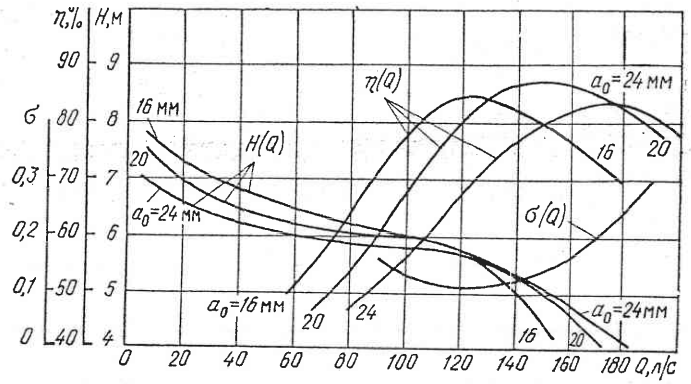


Рис. 24.12. Модельная характеристика обратимой радиально-осевой гидромашины типа ОР0115/812 в насосном режиме (D=0,357 м, n=700 об/мин)

ленной мощностью агрегата 34,6 МВт в турбинном и 40 МВт в насосном режиме, D_1=4,65 м и n=166,7 об/мин, а также для Загорской ГАЭС мощностью 200 МВт в турбинном и 220 МВт в насосном режиме, D_1=6,3 м и n=150 об/мин.

Последовательность и основные принципы выбора оборудования ГАЭС аналогичны изложенным для ГЭС, но отличие в основном заключается в том, что выбираемые параметры обратимого оборудования должны одновременно удовлетворять не только турбинный, но и насосный режим работы ГАЭС по условиям получения наибольшего КПД в обоих режимах и установленной мощности, близкой к ее расчетному значению.

Определение параметров основного оборудования ГАЭС так же, как и для ГЭС, выполняется на основе совмещения режимного поля с главной универсальной характеристикой обратимой гидромашины.

Режимное поле ГАЭС отличается от поля ГЭС тем, что его верхней и нижней границами являются не напорные характеристики, а линии постоянных напоров для обоих режимов (рис. 24.14). Верхняя граница для насосного режима — максимальный напор при заряде $H_{зар}^{макс}$, для турбинного режима — максимальный напор при разряде $H_{раз}^{макс}$. Эти напоры определяются по следующим формулам:

$$H_{раз}^{макс} = \nabla z_{в.б}^{НПУ} - \nabla z_{н.б}^{УМО} - \Delta H_{в.с.раз}; \qquad (24.29)$$

$$H_{зар}^{макс} = \nabla z_{в.б}^{НПУ} - \nabla z_{н.б}^{УМО} + \Delta H_{в.с.зар}, \qquad (24.30)$$

где $\nabla z_{в.б}^{НПУ}$, $\nabla z_{н.б}^{УМО}$ — отметка уровня воды соответственно в верхнем бассейне при НПУ и нижнем бассейне при УМО; $\Delta H_{в.с.раз}$, $\Delta H_{в.с.зар}$ — потери напора в водопроводящих сооружениях режима разряда и заряда ГАЭС. Эти потери зависят от конструкции и параметров водопроводящих сооружений и до выбора основ-

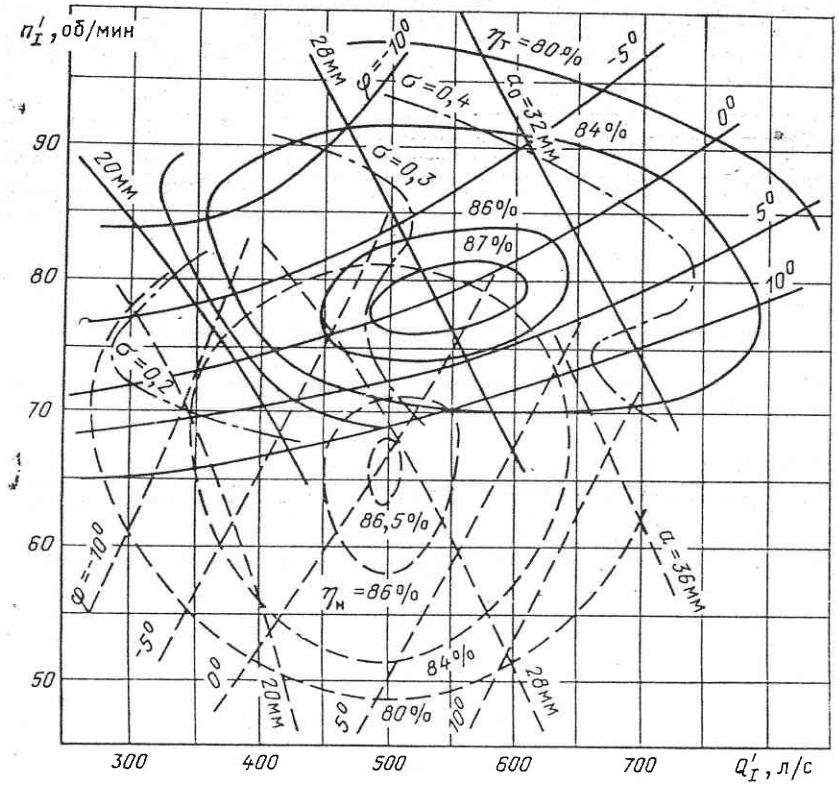


Рис. 24.13. Главная универсальная характеристика обратимой диагональной поворотно-лопастной гидромашины типа ОДПЛ100/7:
——— — турбинный режим; — — — — насосный режим

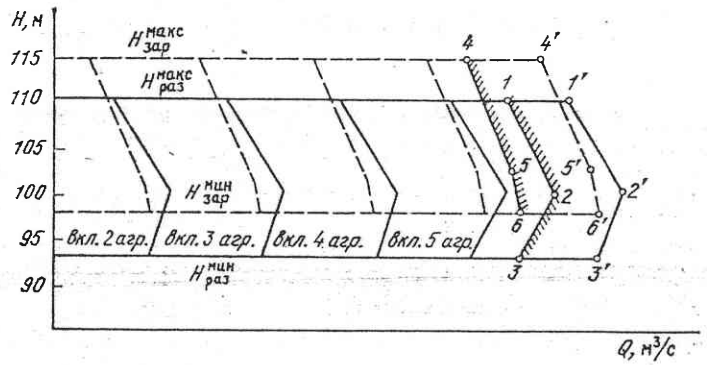


Рис. 24.14. Режимное поле ГАЭС:
——— — турбинный режим; — — — — насосный режим

ного оборудования могут быть приняты в размере 4—8 % подведенного напора к агрегатному блоку, а в дальнейшем после определения пропускной способности гидромашины уточнены.

Нижней границей режимного поля являются линии минимальных напоров в режимах разряда и заряда ГАЭС, определяемые по формулам:

$$H^{мин}_{раз} = \nabla z^{УМО}_{в.б} - \nabla z^{НПУ}_{н.б} - \Delta H_{в.с\,раз}; \quad (24.31)$$

$$H^{мин}_{зар} = \nabla z^{УМО}_{в.б} - \nabla z^{НПУ}_{н.б} + \Delta H_{в.\,с.зар}, \quad (24.32)$$

где $\nabla z^{УМО}_{в.б}$, $\nabla z^{НПУ}_{н.б}$ отметки уровня воды соответственно в верхнем бассейне при УМО и в нижнем бассейне при НПУ.

Ограничение слева на режимном поле может либо отсутствовать, либо соответствовать минимальной нагрузке ГАЭС по условиям функционирования в энергосистеме.

Линии ограничения по расчетной установленной мощности *1—2* и *4—5* (рис. 24.14) строятся по следующим аналитическим зависимостям:

для режима разряда

$$N^{раз}_{уст} = 9{,}81 Q^{раз}_{ГАЭС} H^{раз}_{ГАЭС} \bar{\eta}^{раз}_{ГАЭС}; \quad (24.33)$$

для режима заряда

$$N^{зар}_{уст} = \frac{9.81 Q^{зар}_{ГАЭС} H^{зар}_{ГАЭС}}{\bar{\eta}_{ГАЭС}}, \quad (24.34)$$

где $Q^{раз}_{ГАЭС} Q^{зар}_{ГАЭС}$ — расход и подача воды в режиме разряда и заряда ГАЭС; $H^{раз}_{ГАЭС} H^{зар}_{ГАЭС}$ — напоры гидромашины в тех же режимах; $\bar{\eta}^{раз}_{ГАЭС}$, $\bar{\eta}^{зар}_{ГАЭС}$ — средние значения КПД гидромашины и двигателя-генератора в турбинном и насосном режимах.

Линии ограничения пропускной способности *2—3* и *5—6* на рис. 24.14 строятся с использованием (24.5) для условий турбинного и насосного режимов.

Расчетный по мощности напор для обоих режимов (точки *2* и *5* на рис. 24.14) определяется по результатам расчетов водноэнергетических режимов работы ГАЭС. *Расчетным напором при разряде является минимальный напор, при котором оборудование ГАЭС может работать в турбинном режиме с установленной мощностью*, что соответствует обычно последнему часу прохождения максимальной нагрузки энергосистемы для ГАЭС суточного цикла аккумулирования (рис. 24.15).

Расчетным напором при заряде является максимальный напор, при котором оборудование ГАЭС в насосном режиме может развивать установленную мощность. Вследствие небольшой продолжительности периода почного снижения нагрузки для ГАЭС суточного цикла аккумулирования для обеспечения своевремен-

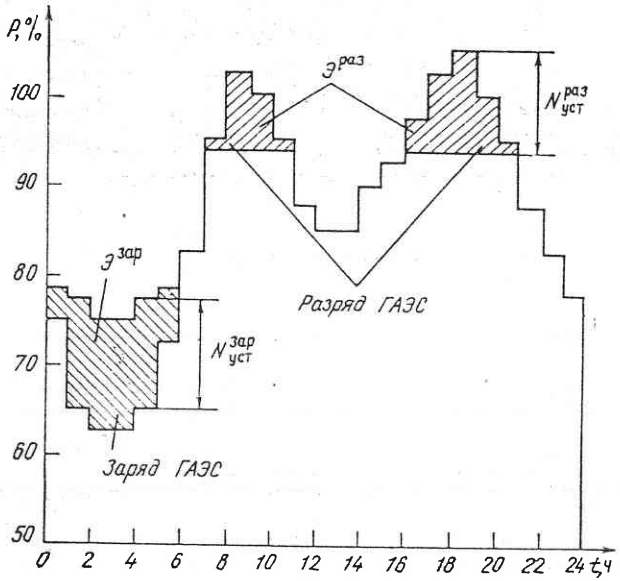


Рис. 24.15. Режим работы ГАЭС в перспективном графике нагрузки

ного наполнения верхнего бассейна требуется работать в насосном режиме с установленной мощностью не только при минимальной нагрузке энергосистемы, но и после ее прохождения (рис. 24.15). Поэтому расчетный напор при заряде ГАЭС приближается к максимальному напору.

Для совмещения режимного поля с главной универсальной характеристикой обратимой гидромашины на последней необходимо наметить ограничение пропускной способности в насосном и турбинном режимах. Для радиально-осевой гидромашины линией ограничения в турбинном режиме является линия 5 %-ного запаса мощности (см. рис. 24.11), а для насосного — ограничение, соответствующее максимально допустимому коэффициенту кавитации σ (см. рис. 24.12). Для ОДПЛ-гидромашины ограничение в турбинном режиме рекомендуется выбирать по условию максимальной пропускной способности, а в насосном режиме — с учетом возможных ограничений по заглублению агрегата и максимально допустимого значения σ (см. рис. 24.13).

Совмещение режимного поля и главной универсальной характеристики гидромашины для варианта принятых параметров D_1 и n должно соответствовать работе ГАЭС во всем диапазоне изменения напоров по возможности с максимальным КПД оборудования как в насосном, так и в турбинном режиме.

Вследствие целочисленности изменения числа агрегатов ГАЭС, дискретности изменения стандартных значений D_1 и n при указанном совмещении расчетные линии ограничения в турбинном и насосном режимах соответственно *1—2—3* и *4—5—6* (см.

рис. 24.14) могут в общем случае не совпадать с аналогичными линиями по оборудованию *1′—2′—3′* и *4′—5′—6′*. В этом случае необходимо принять меньший стандартный диаметр D_1, чтобы сократить полученное расхождение. Для того чтобы не увеличивать чрезмерно число агрегатов при уменьшении диаметра, возможно принять для дальнейшего экономического обоснования вариант с минимальным числом агрегатов, но несколько завышенной установленной мощностью оборудования по сравнению с расчетным ее значением. Это превышение в обоих режимах рекомендуется принимать не более 1—2 % установленной мощности ГАЭС.

Более детальный анализ результатов выбора параметров основного оборудования можно выполнить на основе построения эксплуатационных характеристик обратимой гидромашины для насосного и турбинного режимов работы ГАЭС. Пример такой характеристики для обратимой радиально-осевой гидромашины представлен на рис. 24.16, из анализа которой следует, что при выбранных параметрах оборудования гидромашина работает во всем диапазоне изменения напоров, особенно при расчетных его значениях с достаточно высокими КПД в обоих режимах.

Учет масштабного эффекта при переходе от модели к натуре для турбинного режима выполняется по (24.7) так же, как и для обычных гидротурбин, а для насосного режима по следующей зависимости

$$\eta_н = 1 - (1-\eta_м)\left(\frac{D_м}{D_1}\right)^{0.14}, \qquad (24.35)$$

где $\eta_м$, $\eta_н$ — КПД модельной и натурной обратимых гидромашин.

Мощность агрегата в насосном режиме вычисляется по формуле

$$N_а = \frac{9{,}81 Q'_{1н} D_1^2 H_н^{3/2}}{\eta_н \eta_{дв}}, \qquad (24.36)$$

где $\eta_{дв}$ — КПД двигателя-генератора в насосном режиме.

Для оценки энергетической эффективности конкурирующих вариантов основного оборудования ГАЭС, а также при выполнении других расчетов при проектировании и эксплуатации целесообразно пользоваться энергетическими характеристиками режимов разряда и заряда ГАЭС (рис. 24.17), построение которых может быть выполнено по следующим функциональным зависимостям:

для заряда

$$Э^{зар}(V_{полез}) = \frac{V_{полез}(Q^{зар}_{ГАЭС} t^{зар}) H^{зар}_{ГАЭС}(V_{полез})}{367{,}2\eta^{зар}_{ГАЭС}(Q^{зар}_{ГАЭС} H^{зар}_{ГАЭС})}; \qquad (24.37)$$

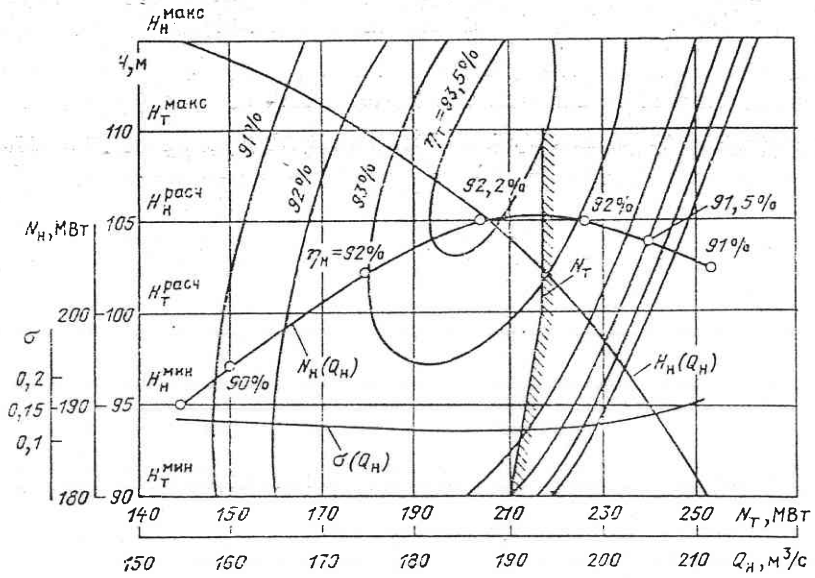


Рис. 24.16. Эксплуатационная характеристика обратимой радиально-осевой гидромашины в турбинном и насосном режимах

для разряда

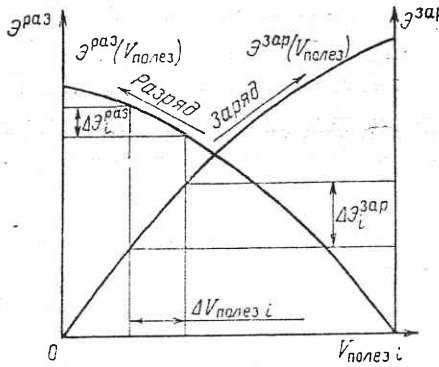
$$Э^{раз}(V_{полез}) = \frac{V_{полез}(Q^{раз}_{ГАЭС}\, t^{раз})\, H^{раз}_{ГАЭС}(V_{полез})\, \eta^{раз}_{ГАЭС}(Q^{раз}_{ГАЭС} H^{раз}_{ГАЭС})}{367{,}2}, \quad (24.38)$$

где $V_{полез}$ — полезно используемый объем воды при заряде и разряде ГАЭС продолжительностью соответственно $t^{зар}$ и $t^{раз}$.

Из анализа этих зависимостей следует, что энергетические характеристики режимов заряда и разряда ГАЭС учитывают все потери преобразования энергии в насосном и турбинном режимах, что избавляет от необходимости использования при расчетах режимов работы ГАЭС сложных эксплуатационных характеристик основного энергетического оборудования.

Построение энергетических характеристик режимов заряда и разряда ГАЭС выполняется следующим образом. Кривые объемов верхнего и нижнего бассейнов $z_{в.б}(V)$ и $z_{н.б}(V)$ представляются в диапазоне от НПУ до УМО в виде кусочно-линейных зависимостей в пределах заданной погрешности, по которым выбирается шаг изменения полезного объема аккумулирования $\Delta V_{полези}$ на i-м интервале. На каждом интервале вычисляется геометрический напор в виде разности средних отметок при сработке верхнего и наполнении нижнего бассейнов на объем $\Delta V_{полези}$. По энергетическим характеристикам основного оборудования для насосного и турбинного режимов, построенных с учетом потерь напора в водопроводящих сооружениях, по среднеинтервальному значению геометрического напора определяются соответствующие значения КПД режимов разряда и заряда. Далее по (24.37) и (24.38) вычисляются на каждом интервале приращения энергии заряда и разряда $\Delta Э_i^{зар}$ и $\Delta Э_i^{раз}$. Последовательное суммирование значений $\Delta U_{полези}$, $\Delta Э_i^{зар}$ и $\Delta Э_i^{раз}$ дает возможность построить энергетические характеристики режимов заряда и разряда ГАЭС (рис. 24.17).

Рис. 24.17. Энергетическая характеристика режимов заряда и разряда ГАЭС



Основное достоинство этих характеристик заключается в том, что для заданных отметок НПУ и УМО верхнего и нижнего бассейнов и параметров основного оборудования они не зависят от изменения режимов работы ГАЭС и поэтому могут быть построены один раз и многократно использоваться в расчетах на стадиях проектирования и эксплуатации ГАЭС.

24.6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Из всех конкурирующих вариантов основного оборудования проектируемой станции необходимо выбрать такой, который удовлетворяет критерию минимума суммарных приведенных затрат в энергосистеме.

Суммарные приведенные затраты в энергосистеме для i-го варианта оборудования определяются по следующей формуле:

$$\overline{З}_i = E_н \overline{K}_i + \overline{И}_i + \Delta\overline{З}_i, \quad (24.39)$$

где $\overline{K}_i$, $\overline{И}_i$ — приведенные капиталовложения и издержки в проектируемую гидроэнергетическую установку для i-го варианта основного оборудования; $\Delta\overline{З}_i$ — изменение затрат в энергосистеме, связанное с приведением сопоставляемых вариантов к одинаковому энергетическому эффекту при различной среднемноголетней выработке электроэнергии гидроэнергетической установки.

Составляющая $\Delta\overline{З}_i$ в (24.39) характеризует дополнительные затраты на топливо в энергосистеме при снижении выработки

электроэнергии для различных вариантов оборудования. Для варианта с наибольшей выработкой энергии $\Delta\overline{З}_i=0$, а для варианта с наименьшей выработкой $\Delta\overline{З}_i$ будет наибольшим. В общем случае $\Delta\overline{З}_i$ можно определить по формуле:

$$\Delta\overline{З}_i=\Delta Э_i b_{уд} з_{топ} \rho_t, \qquad (24.40)$$

где $\Delta Э_i$ — снижение среднемноголетней выработки электроэнергии для i-го варианта основного оборудования проектируемой станции по сравнению с вариантом, имеющим наибольшую выработку; $b_{уд}$ — средний удельный расход топлива заменяемой ТЭС, которая должна дополнительно выработать энергию $\Delta Э_i$; $з_{топ}$ — замыкающие затраты на топливо для региона, в котором вводится проектируемая гидроэнергетическая установка; $\rho_t=(1+E_{н.п})^{т_б-t}$ — коэффициент учета фактора времени.

Изменение параметров основного оборудования ГЭУ приводит к изменению не всех составляющих капиталовложений и издержек, а только некоторых из них. Если выделить основные составляющие капиталовложений и издержек, которые зависят от выбора параметров оборудования, то выражение (24.39) при проектировании ГЭС можно представить в следующем виде:

$$\overline{З}_i=E_н(K_{г.сi}+K_{обi}+K_{монтi}+K_{н.зi})\rho_t+ \\ +(И_{амi}+И_{эi})\rho_t+\Delta Э_i з_{топ} b_{уд}\rho_t, \qquad (24.41)$$

где $K_{г.сi}$, $K_{обi}$, $K_{монтi}$, $K_{н.зi}$ — составляющие капиталовложений в гидротехнические сооружения, вспомогательное и основное оборудование, его монтаж и неучтенные затраты; $И_{амi}$, $И_{эi}$ — зависимая от основного оборудования часть амортизационных и эксплуатационных издержек.

При выборе основного оборудования ГАЭС необходимо учесть возможное различие не только в выработке электроэнергии при разряде, но и различное ее потребление при заряде. В этом случае зависимая от параметров оборудования ГАЭС часть суммарных приведенных затрат в энергосистеме будет определяться по формуле:

$$\overline{З}_i=E_н(K_{г.сi}+K_{обi}+K_{монтi}+K_{н.зi})\rho_t+(И_{амi}+И_{эi})\rho_t+ \\ +[(\Delta Э_i^{раз} b_{уд}^{раз}+\Delta Э_i^{зар} b_{уд}^{зар}) з_{топ}]\rho_t, \qquad (24.42)$$

где $\Delta Э_i^{раз}$ — снижение выработки энергии в i-м варианте оборудования при разряде ГАЭС по сравнению с вариантом с максимальным ее значением; $\Delta Э_i^{зар}$ — увеличение потребляемой электроэнергии в том же варианте оборудования по сравнению с вариантом с минимальным ее значением; $b_{уд}^{раз}$ — средний удельный расход топлива заменяемой ТЭС при разряде ГАЭС; $b_{уд}^{зар}$ — средний удельный расход топлива на ТЭС для выработки дополнительно потребляемой электроэнергии $\Delta Э_i^{зар}$.

Следует отметить, что вариант оборудования с наименьшими издержками и капиталовложениями и максимальной выработкой энергии, а для ГАЭС, кроме того, и с минимальным значением ее потребления является абсолютно эффективным и оптимальным среди рассматриваемых вариантов. В этом случае, очевидно, не требуется расчет приведенных затрат в энергосистеме по (24.41) или (24.42).

Если сравниваемые варианты равны по затратам, то предпочтение рекомендуется отдать варианту, при котором происходит быстрое изготовление и монтаж основного и вспомогательного оборудования.

ГЛАВА 25

ОСНОВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

25.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Коренное улучшение проектно-сметного дела, повышение качества проектирования и научно-технического уровня проектных решений, сокращение сроков проектирования и строительства объектов, внедрение достижений науки и техники в производство возможно только при широком внедрении *систем автоматизированного проектирования* (САПР).

В проектировании гидроэнергетических объектов вычислительные машины применяются давно. Сначала они использовались как быстродействующее средство вычислений для выполнения сложных инженерных расчетов, при этом решение о том, какие параметры и как изменять, чтобы получить оптимальные выходные характеристики, оставалось за проектировщиком. Иными словами, имел место *машинный анализ* в помощь проектировщику. Такое применение ЭВМ сохраняется еще и в настоящее время. Например, расчет на ЭВМ неустановившегося движения воды в нижнем бьефе гидроузла позволяет оценить основные характеристики режима уровней в удаленном нижележащем створе. Однако задачей проектировщика является не оценка этих характеристик, а принятие проектных решений (конструктивных или режимных), обеспечивающих, например, удовлетворение требований водного хозяйства. И эта задача решается проектировщиком вручную, а расчеты на ЭВМ лишь поставляют необходимую информацию.

По мере развития средств и методов автоматизации в проектировании появились *формальные модели* отдельных объектов и процессов. Эти модели, реализованные в программном обеспечении, имитируют интеллектуальную деятельность человека-проектировщика при поиске и выборе оптимального варианта проектного решения. Так, модель регулирования стока

каскадом ГЭС, реализованная в виде программы на ЭВМ, позволяет проектировщикам разрабатывать диспетчерские правила управления водохранилищами ГЭС различных каскадов на основе расчета оптимальных режимов регулирования стока в годы различной водности. В задачах такого типа возможности ЭВМ используются при осуществлении оптимизации: программа сама изменяет параметры так, чтобы при соблюдении заданных ограничений добиться оптимальных выходных характеристик проектируемого объекта. Проектировщик же принимает решение об изменении ограничений и критерия оптимальности.

Как правило, модели, с помощью которых ведется проектирование, построены не только на основе строгих математических методов и данных прикладных наук, но и используют формализованный коллективный и индивидуальный опыт и интуицию специалистов (*модели эвристической оптимизации*). Решение отдельных проектных задач на ЭВМ под управлением проектировщика представляет собой современный способ автоматизированного проектирования гидроэнергетических объектов.

Этот способ, будучи достаточно эффективным средством решения отдельных задач, не обеспечивает повышение эффективности функционирования системы проектирования в целом в силу разобщенности, несогласованности, несовместимости отдельных элементов автоматизации. Поэтому необходимо придать автоматизированной системе новые функции—сделать ее не только средством реализации частных моделей, но и средством их объединения, интеграции в *единую систему*, единый технологический конвейер проектирования — САПР ГЭС. В отличие от получившей широкое распространение вычислительной техники для решения отдельных проектных задач САПР ГЭС как целостная система в настоящее время еще не получила полного развития.

Методологической основой создания САПР ГЭС является *общая теория систем* и построенный на базе этой теории *кибернетический подход* к проектированию использования гидроэнергетических ресурсов (см. гл. 6). Сложившаяся в СССР в результате длительного развития и накопления опыта система проектирования сложных уникальных капиталоемких гидроэнергетических объектов в настоящее время поэтапно преобразуется применительно к условиям САПР ГЭС. Поэтому создание САПР ГЭС основывается на анализе существующей *системы проектирования* ГЭС.

Глобальной целью системы проектирования как одного из этапов управления развитием гидроэнергетики является достижение наивысшей народнохозяйственной эффективности. В соответствии со структурой себестоимости продукции гидроэнергетики эта цель разбивается на три основные *подцели*:

снижение капитальных затрат, трудоемкости, экономия расхода материалов и ресурсов, повышение технологичности, улучшение условий труда, охрана окружающей среды при строительстве объекта;

снижение затрат на эксплуатацию и поддержание в работоспособном состоянии, повышение надежности, безопасности, технологичности функционирования объекта, улучшение условий труда, охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов при эксплуатации объекта;

снижение стоимости и трудоемкости, сокращение сроков проектирования, повышение производительности и улучшение условий труда проектировщиков.

Как отмечалось в гл. 21, в структуре капиталовложений и себестоимости электроэнергии ГЭС основу составляют затраты, связанные со строительством объекта, меньшую долю составляют эксплуатационные затраты, а затраты на проектирование незначительны. Таким образом, стоимостный анализ свидетельствует о приоритете целей строительства по отношению к целям эксплуатации и тем более по отношению к целям проектирования. Этот вывод подтверждается и анализом социального аспекта развития гидроэнергетики. Высокая численность работников, занятых на строительстве ГЭС, проблемы привлечения трудовых ресурсов в суровые по климатическим условиям и слабо обжитые районы гидроэнергетического строительства, создания в этих районах условий труда и быта строителей, соответствующих современным требованиям, — все это свидетельствует о решающем значении целей строительства в общей системе социальных целей гидроэнергетики. Вывод о приоритетах целей подтверждает и анализ экологического и других аспектов развития гидроэнергетики.

Проектирование ГЭС можно рассматривать как *иерархическую многоуровневую систему*. Применение основ системного подхода позволяет определить структуру традиционного проектирования ГЭС и его отображение в структуре САПР ГЭС, а также сформулировать принципы функционирования и развития САПР ГЭС. В соответствии с теорией иерархических многоуровневых систем необходимо выделить следующие *основные виды иерархии системы проектирования*:

многоуровневое описание проектируемого объекта;

многоуровневую иерархию принятия проектных решений;

многоуровневую иерархическую структуру управления проектированием.

Подробно структура проектно-сметной документации различных этапов и стадий проектирования ГЭС рассмотрена в гл. 19. Отметим, что для любого этапа и любой стадии структура документации всегда иерархична, элементы описания построены как по объектному (здания, сооружения, строительные и технологические узлы, конструктивные элементы и т. п.), так и по тематическому принципу (по отраслям знания, научно-технической специализации). На рис. 25.1 приведена структура проекта ГЭС как многоуровневое описание проектируемого объекта.

Проектирование ГЭС состоит в принятии оптимальных проектных решений о строительстве и эксплуатации создаваемого сложного объекта. Поэтому структура этапов и стадий проектирования представляет собой иерархическую систему принятия решений. Действительно, как было показано в гл. 19, проектиро-

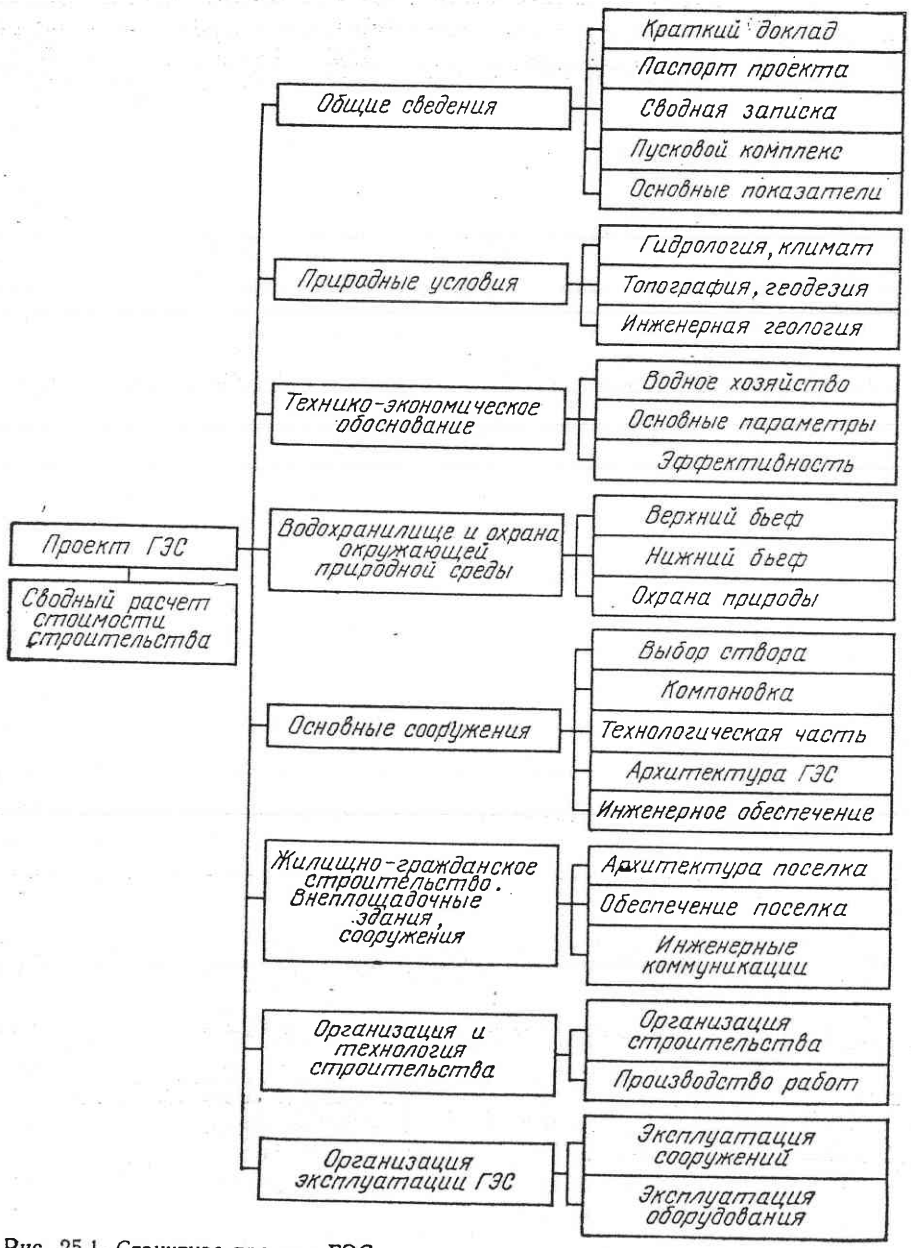


Рис. 25.1. Структура проекта ГЭС

вание развивается от принятия наиболее общих проектных решений на ранних этапах к их углублению и детализации на стадии «проект» и «рабочая документация».

Необходимость иерархической системы принятия решений в САПР ГЭС обусловлена также неопределенностью условий проектирования, из которых можно выделить следующие основные виды:

неопределенность исходной информации (о природно-климатических и социально-экономических процессах, ожидаемых (прогнозируемых) и желательных (планируемых) уровнях развития экономики, о решениях, принимаемых на иных уровнях иерархии управления развитием и др.);

неопределенность методики проектирования (модели проектируемого объекта, метода проектирования, ошибок проектирования и др.);

неопределенность целей (соответствие принятых критериев выбора наилучших решений целям создания объекта, компромисс между множеством противоречивых целей, приемлемый риск принятия решения, неопределенность экономических и других нормативов, формирующих критерии, и т. д.);

неопределенность реализации принятых при проектировании решений в процессе строительства и эксплуатации.

В соответствии с одним из фундаментальных законов кибернетики сложному управляемому объекту (в данном случае — системе проектирования ГЭС) должен соотноситься и не менее сложный субъект управления (в данном случае — система управления проектированием).

На рис. 25.2 представлен вариант организационной структуры проектного института, специализирующегося на проектировании объектов гидроэнергетического строительства. В широком смысле система управления проектированием представляет многоуровневую иерархию, включающую элементы управления как предприятием — проектной организацией, так и технологическим процессом проектирования. Если управление предприятием в условиях автоматизации является функцией АСУ-проект, то управление технологическим процессом проектирования (на промышленных предприятиях — функция АСУ ТП) является одной из функций САПР. Иерархия административно-технического управления предприятием по линии «директор — главный инженер института — заместители — начальники проектных отделов — руководители групп (бригадиры)» тесно переплетается с проектно-технологическим управлением по линии «главный инженер проекта — главный инженер части проекта — ответственный исполнитель».

В соответствии со структурой целей системы проектирования определяется и основная функция САПР ГЭС: разработка в заданные сроки и с высоким качеством проектно-сметной документации, необходимой для эффективного строительства и эксплуатации объекта. Эта функция должна быть реализована на основе общих принципов функционирования кибернетических систем: включения, системного единства, развития, комплексности, информационного единства, совместимости, инвариантности.

Принцип включения заключается в том, что каждая система рассматривается как элемент системы более высокого уровня. В частности, САПР ГЭС является, с одной стороны, подсистемой САПР-ОС и АСПР (автоматизированной системы плановых расчетов) объектов капиталь-

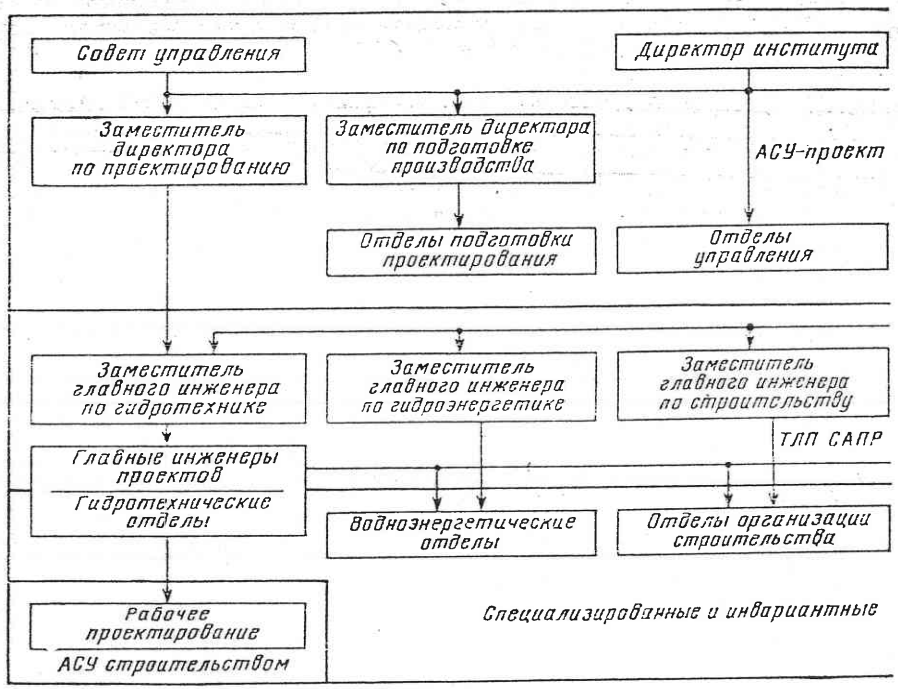
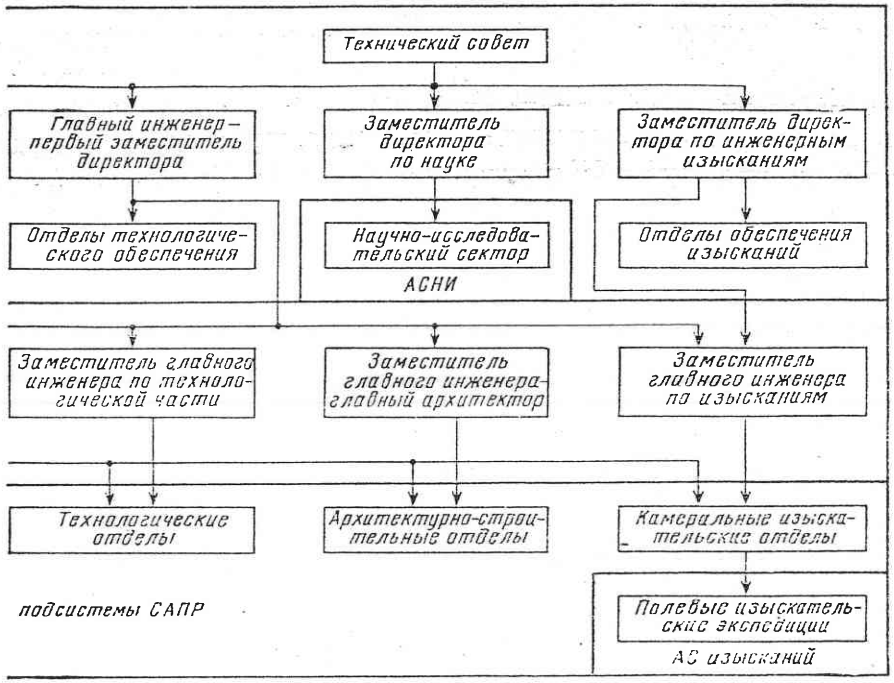


Рис. 25.2. Организационная структура



проектной организации

ного строительства, а с другой—подсистемой ОАСУ-Энергия (отраслевая АСУ). Включение САПР ГЭС в системы более высокого уровня подразумевает подчиненность ее целей целям вышестоящих систем и накладывает ограничения на ее функционирование.

Принцип системного единства заключается в том, что цели функционирования подсистем должны быть скоординированы с глобальной целью системы. Координация целей подсистем является функцией подсистемы высшего уровня. Это диктует необходимость создания в составе САПР подсистемы управления технологическим процессом проектирования, выполняющей функции, аналогичные функции АСУ ТП на промышленном предприятии. Являясь неотъемлемым элементом САПР, эта подсистема тесно связана с АСУ-проект и взаимодействует с подсистемами планирования и оперативного управления проектным производством.

Принцип развития реализуется при разработке и внедрении САПР по очередям, т. е. путем последовательного ввода в действие частей системы, имеющих самостоятельное значение и выполняющих локальные функции первоначально в составе традиционной системы проектирования, затем во взаимодействии с элементами последующих очередей и, наконец, в составе целостной САПР. САПР гидроэнергетических объектов рассматривается как открытая система, допускающая развитие отдельных подсистем, наращивание новых функций и реализующих эти функции компонентов так, чтобы действующие подсистемы не пересматривались, а лишь модернизировались при вводе в действие

элементов новой очереди. Одной из форм практического воплощения принципа развития является разработка подсистем САПР в виде версий так, что каждая последующая версия полностью включает все функциональные возможности предыдущей. В составе задач эксплуатации САПР предусматриваются задачи сопровождения, т. е. планового изменения составных частей и характеристик функционирования САПР.

Принцип комплектности означает, что САПР должна обеспечить согласованность проектных решений по отдельным элементам и всему гидроэнергетическому объекту в целом на всех этапах и стадиях проектирования. Для этого в объектно-ориентированных подсистемах предусматриваются элементы, осуществляющие комплексное согласование и контроль характеристик проектных решений. Принцип комплексности реализуется в инвариантных (не зависящих от проектируемого объекта) подсистемах САПР, а также при помощи подсистемы управления технологическим процессом проектирования.

Принцип информационного единства состоит в том, чтобы в подсистемах, средствах обеспечения и компонентах САПР использовались термины, символы, условные обозначения, проблемно-ориентированные языки программирования, способы представления информации и т. п., установленные соответствующими нормативными документами: стандартами СЭВ, государственными, отраслевыми стандартами, стандартами предприятия, техническими условиями, строительными нормами и правилами, классификаторами и т. д. Система информационных нормативов строится по иерархическому принципу со строгой стратификацией и должна быть непротиворечива. В этом случае обеспечивается

информационная совместимость подсистем и САПР ГЭС в целом с внешними системами: АСУ-проект, САПР-ОС (объектов строительства), АСПР (плановых расчетов), АСНИ (научных исследований), ОАСУ-Энергия, АСУС (управления строительством), АСУ ТП ГЭС и др. (рис. 25.2).

Принципом совместимости предусматривается, помимо информационной совместимости САПР, техническая, методическая, программная и организационная совместимость, т. е. должна быть обеспечена возможность обмена данными между подсистемами САПР, а также внешними автоматизированными системами, возможность автоматического взаимодействия технических средств, совместного использования применяемых моделей и методов проектирования, обмена программными средствами, согласованность требований организационно-регламентирующих и распорядительных документов. Практическое воплощение принципа совместимости основывается на применении системы информационных стандартов, серийной вычислительной техники (ЕС ЭВМ, СМ ЭВМ, семейства персональных компьютеров, терминальные устройства со стандартным интерфейсом), системы нормативов проектирования, на стандартизации требований к программному обеспечению, системном воплощении организационного обеспечения.

Принципом инвариантности предусматривается максимально возможная универсальность, независимость подсистем и компонентов САПР от параметров, характеристик, конструктивных свойств и отраслевой специфики проектируемых объектов. Практическая реализация этого принципа основывается на преимущественном развитии функциональных подсистем по отношению к объектно-ориентированным.

25.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Задача создания САПР ГЭС в настоящее время сводится не столько к автоматизации отдельных проектных процедур, сколько к созданию новой технологии проектирования. Одна из наиболее эффективных форм организации технологии автоматизированного проектирования известна под наименованием «Технологические линии проектирования» (ТЛП).

Организация проектного процесса в ТЛП основывается на принципах поточной технологии, строгом соблюдении последовательности выполнения проектных операций и их продолжительности. Соответственно создание ТЛП какого-либо типа зданий, сооружений, технологических систем и т. д. основывается на технологической модели проектирования объектов данного типа. Наиболее развитой формой моделирования технологических процессов в настоящее время является сетевое планирование и управление (СПУ).

Применение средств и методов СПУ в проектировании сложных объектов с длительным циклом проектирования, строительства и эксплуатации осложняется высокой степенью неопределенности условий проектирования и связанными с этим трудностями создания достаточно надежной нормативной базы, позволяющей рассчитать необходимую продолжительность выполнения каждой проектной операции, потребность в затратах труда проектировщиков с учетом их квалификации и специализации, потребность в ресурсах ЭВМ и периферийных технических средствах и др. Видимо, этим объясняется тот факт, что действующие в настоящее время ТЛП предназначены для проектирования простейших промышленных зданий. Причем эффективность внедрения этих ТЛП в решающей степени зависит от повторяемости (тиражируемости) проекта. Даже для простейших объектов ТЛП «жесткого» типа эффективны при повторяемости не менее нескольких сот проектов. Очевидно, что такой подход не приемлем для уникальных объектов гидроэнергетики.

Научно-технический прогресс в мелкосерийном и индивидуальном производстве в настоящее время связывается с развитием гибких автоматизированных производств (ГАП). По аналогии с ГАП в промышленности в проектировании уникальных гидроэнергетических объектов, по-видимому, наиболее перспективны гибкие автоматизированные технологические линии проектирования, для которых характерно:

развитие вспомогательных средств, обеспечивающих взаимодействие функциональных подсистем в едином технологическом процессе (в том числе развитие банков данных и диалоговых систем);

предоставление проектировщику широкого спектра моделей проектируемого объекта и соответствующих методов проектирования, образующих своеобразные базы знаний и позволяющих выбирать конкретную технологию обработки данных в зависимости от их полноты и достоверности, а также требуемой детальности проектирования;

развитие средств моделирования технологических процессов, основанных на вероятностных методах СПУ, теории массового обслуживания и пр. и предназначенных для моделирования процессов проектирования и настройки функциональных подсистем ТПЛ;

развитие средств планирования вариантных проектных проработок, основанных на методах оптимального планирования эксперимента и эконометрических моделях и предназначенных для планирования и координации функционирования в едином технологическом процессе отдельных подсистем ТЛП;

тесное взаимодействие ТЛП с подсистемами АСУ-проект, необходимость участия в работе ТЛП наряду со специалистами по проектированию отдельных сооружений и технических элементов и специалистов по технологии проектирования и управлению проектным производством.

Создание гибких автоматизированных ТЛП должно внести изменения в организационную структуру проектного производства.

Исторически первой формой организации проектирования были объектные проектные бригады, которые объединяли в единый коллектив всех специалистов, участвовавших в разработке конкретного проекта от начала и до окончания. При такой организации легко обеспечиваются требования технологичности производства, особенно для небольших и несложных проектов. По мере усложнения проектирования, расширения номенклатуры проектируемых объектов появляется необходимость углубления специализации проектировщиков и разви-

ваются линейные и линейно-функциональные структуры проектных организаций, основанные на взаимодействии специализированных проектных подразделений, выполняющих одновременно проектирование нескольких объектов. В условиях специализированной структуры обеспечивается высокое качество решения отдельных проектных задач, однако координация решений, принимаемых узкими специалистами, вырастает зачастую в проблему, по сложности соизмеримую с собственно проблемой проектирования. Эту проблему призван решить главный инженер проекта, осуществляющий управление разработкой конкретного проекта по «горизонтали». Противоречивость управления проектной организации по «вертикали» и по «горизонтали» в условиях автоматизации усугубляется введением в технологический процесс проектирования специализированных функциональных подразделений автоматизации (вычислительных центров, отделов автоматизации проектирования и т. п.). Это противоречие пытаются преодолеть созданием внеструктурных временных подразделений — комплексных проектных бригад.

Противоречие между технологичностью и качеством проектирования может быть преодолено именно в рамках гибких автоматизированных ТЛП. В этом случае специализированные и функциональные подразделения проектной организации выступают как обеспечивающие работу отдельных подсистем САПР, а технологический процесс проектирования и работа ТЛП обеспечиваются специальным временным коллективом во главе с руководителем ТЛП — главным инженером проекта (части проекта).

Гибкие автоматизированные ТЛП предъявляют к проектированию и разработке САПР следующие требования:

в первую очередь необходимо разработать общую структуру САПР и лишь затем отдельные подсистемы;

далее следует сначала разработать инвариантные (не зависящие от проектируемого объекта) подсистемы и лишь затем объектноориентированные;

необходимо использовать всеобъемлющую и непротиворечивую систему стандартов, обеспечивающую совместимость всех компонентов и подсистем;

следует учитывать, что разработка САПР неотделима от разработки АСУ-проект, а также тесно связана с совершенствованием структуры проектной организации.

Отметим, что структура ТЛП САПР ГЭС отражает иерархию описания проектируемого объекта (см. рис. 25.1). Поскольку ТЛП являются относительно независимыми элементами системы проектирования, результаты функционирования которых представляют собой комплекты проектно-сметной документации, имеющие самостоятельное значение, состав ТЛП соответствует составу частей проекта ГЭС.

25.3. СТРУКТУРА САПР ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Структура САПР определяется ее целью, принципами функционирования, а также требованиями технологии гибкого автоматизированного проектного производства. Основными структурными звеньями САПР являются подсистемы, а также компоненты обеспечения. На их базе формируются ТЛП, представляющие собой сложные организационно-технические подсистемы объектно-ориентированного типа, обеспечивающие получение законченных относительно обособленных проектных решений и соответствующих комплектов проектно-сметной документации.

Подсистемы САПР, из которых формируются ТЛП, могут быть объектно-ориентированными и инвариантными. В табл. 25.1 дан примерный состав инвариантных подсистем САПР ГЭС с указанием их функций, формально-логических основ функционирования, а также примеров возможного применения в объектно-ориентированных ТЛП. Следует отметить, что инвариантные подсистемы должны разрабатываться в первую очередь, несмотря на казалось бы более низкую трудоемкость разработки объектно-ориентированных подсистем. Задача разработчиков САПР облегчается благодаря имеющемуся в настоящее время в различных отраслях опыту по созданию инвариантных компонентов методического, программного, информационного и даже организационного обеспечения. Следовательно, требуется не разработка новых, а адаптация применительно к САПР ГЭС готовых элементов.

Каждая подсистема и САПР в целом могут быть описаны как иерархия компонентов обеспечения: организационного, методического, математического, лингвистического, информационного программного, технического.

Элементами организационного обеспечения САПР являются уставы, положения, инструкции, правила, приказы, штатные расписания, квалификационные требования, технологические карты, финансово-технологические графики и другие документы, обеспечивающие взаимодействие подразделений проектной организации и ТЛП при создании, эксплуатации и развитии САПР. Реализация организационного обеспечения САПР тесно связана с функцией подсистемы управления технологическим процессом проектирования в САПР, а также с функциями АСУ-проект.

Элементами методического обеспечения являются документы, в которых изложены: теория, методы, способы описания объектов, терминология, нормативы, стандарты и другие данные, обеспечивающие методологию проектирования в подсистемах САПР. Элементы методического обеспечения реализуются в виде баз данных нормативно-справочной информации в составе информационного обеспечения, а также в виде специальных алгоритмов математического обеспечения и программ.

К методическому обеспечению тесно примыкает математическое, которое объединяет математические модели и алгоритмы, а также лингвистическое, включающее универсальные алгоритмические и проблемно-ориентированные языки. Элементы математического обеспечения реализуются в программном обеспечении. Лингвистическое обеспечение находит отраже-

Таблица 25.1. Инвариантные подсистемы САПР ГЭС

Наименование	Функция	Основы функционирования	Пример применения
Система телеобработки данных	Обеспечение удаленных терминалов	Операционная система разделения времени	Во всех подсистемах САПР для обеспечения параллельной работы группы проектировщиков
Диалоговая система	Обеспечение диалога	То же	То же в диалоге
Банк данных САПР	Информационное обеспечение системы	Система управления базами данных	Во всех подсистемах САПР для обслуживания распределенных баз данных
Подсистема численного анализа	Численное решение систем дифференциальных уравнений краевых задач и др.	Методы численного анализа	Фильтрационные расчеты, расчеты переходных процессов в бьефах гидроузлов, в электроэнергетических системах, расчеты теплопроводности и др.
Подсистема прикладного статистического анализа	Обобщение данных в условиях статистического ансамбля	Прикладные методы теории вероятностей и математической статистики	В подсистеме «Природные условия» для анализа и обобщения гидрологических данных. В проектных подсистемах для анализа и обобщения прецендентных проектных решений
Подсистема оптимизации	Выбор оптимальных параметров проектируемого объекта	Методы линейного, нелинейного и динамического математического программирования	В проектных подсистемах при наличии формализованной постановки задачи. В различных подсистемах для решения систем уравнений и др.

Продолжение табл. 25.1

Наименование	Функция	Основы функционирования	Пример применения
Подсистема генерации и комбинирования вариантов проектных решений	Построение дерева возможных путей достижения цели	Фактографическая информационно-поисковая система прецедентных решений, патентов и лицензий	Во всех проектных подсистемах при проектировании по прототипам
Подсистема сетевого планирования	Планирование ресурсов	Методы сетевого планирования и управления	В подсистеме проектирования организации строительства для разработки календарных графиков. В подсистеме управления технологическим процессом проектирования для планирования работ. Для планирования ресурсов ЭВМ в автоматизированных системах
Подсистема имитационного моделирования	Моделирование стохастических и других процессов в условиях неопределенности	Методы моделирования систем массового обслуживания	В водноэнергетических расчетах регулирования стока для моделирования гидрологических рядов. В подсистеме проектирования организации строительства для расчетов производительности строительных технологических потоков и т. д.
Подсистема экономических расчетов	Расчеты абсолютной и относительной экономической эффективности	Соответствующие межотраслевые и отраслевые методики	Во всех подсистемах для обоснования проектных решений
Подсистема оптимального планирования	Планирование вариантных проектных проработок	Методы теории оптимального планирования экспериментов	Во всех подсистемах для планирования вариантных проектных проработок

Продолжение табл. 25.1

Наименование	Функция	Основы функционирования	Пример применения
Подсистема машинной графики	Обеспечение графических работ	Математические методы графического моделирования и диалоговые языки машинной графики	Во всех проектных подсистемах
Подсистема экспертного анализа	Решение слабо формализованных задачи анализа	Количественные парные сравнения, иерархическое оценивание, метод Дельфи, метод «синектика» и др.	То же
Подсистема эвристической оптимизации	Решение сложных задач структурной оптимизации	Методы автоматизированного решения изобретательских задач	» »
Подсистема учета неопределенности условий проектирования	Проектирование в условиях неопределенности	Методы теории ошибок, теории игр, теории робастного проектирования, теории адаптивных алгоритмов и др.	То же в условиях неопределенности
Подсистема строительной механики	Прочностные расчеты зданий, сооружений и пр.	Методы теоретической механики, теории упругости, теории оболочек, метод конечных элементов	Во всех строительных проектных подсистемах
Подсистема компоновки объектов	Компоновка и размещение зданий, сооружений, оборудования и пр.	Топологические модели и интерактивная графика	В проектных подсистемах (генплан, размещение оборудования в здании, архитектурные решения и др.)
Подсистема управления технологическим процессом проектирования	Координация работы специализированных подсистем и ТЛП	Экономические методы управления, методы СПУ, теории массового обслуживания, теории оптимального эксперимента и др.	Во всех подсистемах и ТЛП в качестве средства управления гибким автоматизированным проектным производством

ние в специфических элементах общесистемного программного обеспечения — транслляторах. Характерной особенностью лингвистического обеспечения САПР является использование специальных диалоговых языков машинной графики.

Компонентами информационного обеспечения являются документы, содержащие описания стандартных проектных процедур, типовых проектных решений, типовых элементов, комплектующих изделий, материалов и другие данные, а также наборы и базы данных на машинных носителях с записью указанной информации, обеспечивающие функционирование соответствующих подсистем САПР. Общие сведения об информационном обеспечении автоматизированных систем приведены в § 6.6. Для информационного обеспечения САПР характерно преобладающее значение условно постоянной информации, генерируемой внешними по отношению к САПР источниками; нормативно-справочной, библиографической, фактографической.

Нормативное информационное обеспечение САПР включает:

Государственные стандарты Единой системы проектной документации для строительства (ЕСПДС), Единой системы конструкторской документации (ЕСКД), Единой системы программной документации (ЕСПД), Единой системы технологической подготовки производства (ЕСТПП) и др.;

Строительные нормы и правила (СНиП);

отраслевые стандарты и временные строительные нормы (ОСТ и ВСН) и др.;

стандарты предприятия;

всесоюзные, отраслевые и локальные методики, методические рекомендации, руководящие материалы и т. п.;

нормативы продолжительности, расхода времени, расценки и укрупненные сметные нормы и др.

Справочное информационное обеспечение САПР содержит:

всесоюзные, отраслевые и локальные классификаторы;

каталоги оборудования, конструкций и изделий;

типовые проекты зданий и сооружений;

адресные и телефонные справочные данные проектных организаций — смежников, заводов-изготовителей оборудования, строительных организаций и др.;

специальные справочные данные (физико-механические свойства горных пород, строительных материалов, типовые нагрузки и воздействия на здания и сооружения, расчетные климатические данные регионов строительства и др.)

Библиографическое информационное обеспечение состоит из данных, содержащихся в научно-технической литературе, а также данных отраслевого патентно-лицензионного фонда.

Важную роль в САПР играют фактографические источники, содержащие сведения о прецедентных проектных решениях по ретроспективной выборке объектов-аналогов, а также гидрометеорологическую, топогеодезическую, инженерно-геологическую и экономико-географическую информацию по регионам перспективного строительства.

Объемы оперативной информации, источниками и приемниками которой являются проектные подсистемы, в САПР не велики и ограничиваются данными по текущему проектированию.

Важной особенностью информационного обеспечения САПР ГЭС, связанной с иерархическим построением системы в целом, является использование распределенных баз данных. При этом локальные специализированные базы данных максимально приближены к специалисту-проектировщику и реализуются на персональных технических средствах и в то же время каждая локальная база данных является элементом общесистемной базы данных, реализованной на центральной ЭВМ и доступной (в пределах компетенции) проектировщикам смежных специальностей.

Компонентами программного обеспечения являются документы с текстами программ, программы на машинных носителях и эксплуатационные документы, обеспечивающие функционирование соответствующих подсистем САПР. Общие сведения о программном обеспечении автоматизированных систем приведены в § 6.6. Среди особенностей программного обеспечения САПР отметим: широкое использование систем коллективного пользования и соответственно операционных систем разделения времени; использование телекоммуникационных систем, обеспечивающих совместную работу больших коллективов проектировщиков, а также связь с внешними автоматизированными системами (АСПР, ОАСУ-Энергия, АСУС, АСНИ и др.); обязательное применение диалоговых систем, в том числе диалоговых систем машинной графики; применение пакетов прикладных программ, реализующих широкий выбор моделей и методов проектирования и позволяющих проектировщику оперировать со своеобразной базой знаний и формировать конкретную технологию обработки информации в зависимости от условий проектирования данного объекта.

Компонентами технического обеспечения являются устройства вычислительной техники, оргтехники, средства передачи данных, измерительные и другие устройства, а также эксплуатационная документация, образующие в совокупности комплекс технических средств САПР и обеспечивающие функционирование соответствующих подсистем САПР. Общие сведения о техническом обеспечении автоматизированных систем см. в § 6.6. В соответствии с иерархической структурой САПР ГЭС комплекс технических средств представляет собой трехуровневую иерархическую систему.

Нижний уровень иерархии представлен интеллектуальными терминалами, построенными на базе персональных микроЭВМ и связанными между собой и с верхними уровнями при помощи коммутируемых и некоммутируемых каналов связи. В функции этого уровня входит прежде всего обеспечение диалогового взаимодействия проектировщика с комплексом технических средств, а также ведение локальных баз данных и решение отдельных простейших расчетных и графических проектных задач (анализ показывает, что выполнение около 80 % всех проектных расчетов не требует больших объемов машинной памяти и высокого быстродействия ЭВМ, и поэтому рационально эти расчеты реализовать на микроЭВМ).

Относительно больших объемов памяти и быстродействия требуют системы машинной графики, которые реализуются на технических средствах второго уровня, получивших название автоматизированных рабочих мест проектировщика (АРМ-П). Комплекс технических средств АРМ-П представляет собой мини-ЭВМ или сеть микроЭВМ, управляющую устройствами кодирования графической информации, графическими регистрирующими устройствами (графопостроителями) и графическими дисплеями, а также алфавитно-цифровыми дисплеями и алфавитно-цифровыми печатающими устройствами. АРМ-П связаны между собой, с терминалами нижнего уровня и универсальными ЭВМ верхнего уровня при помощи в основном некоммутируемых каналов связи. В функции АРМ-П прежде всего входит обеспечение объектно-ориентированных систем машинной графики, ведение специализированных баз данных, а также решение сложных расчетных проектных задач. АРМ-П обеспечивают работу в диалоговом режиме нескольких проектировщиков одной или близких специальностей.

Высшим уровнем иерархии комплекса технических средств САПР является одна или несколько крупных универсальных ЭВМ, организационно объединенных в вычислительный центр (ВЦ). Связь проектировщика с ВЦ опосредована и осуществляется либо через терминалы нижнего уровня, либо через АРМ-П. Поэтому на технических средствах ВЦ целесообразно осуществлять операции переработки данных, не требующие участия проектировщика. Функции, реализуемые на технических средствах высшего уровня, заключаются в обеспечении работы основных инвариантных подсистем САПР, ведении общесистемных баз данных, а также выполнении особо сложных расчетов. Эти функции осуществляет в проектной организации персонал управленческих подразделений, подразделений технологического обеспечения проектного производства, вспомогательных обслуживающих подразделений, а также службы главных инженеров проектов. Взаимодействие этого персонала с ВЦ обеспечивается при помощи как удаленных интеллектуальных терминалов нижнего уровня, так и терминалов, подключенных непосредственно к быстродействующим селекторным каналам крупных универсальных ЭВМ.

Разделение функций между техническими средствами различного уровня требует уже на первых этапах разработки САПР использования сети ЭВМ. На практике это требование часто не выполняется, что приводит к снижению эффективности САПР, сдерживанию ее разработки и внедрения.

25.4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Экономические меры обеспечения функционирования САПР состоят в наиболее эффективном использовании САПР в общем хозяйственно-экономическом механизме работы проектной организации. Приоритет в САПР ГЭС внешних целей (строительных и эксплуатационных) по отношению к внутренним (проектным) целям объективно снижает заинтересованность проектных организаций в разработке и внедрении САПР. Лишь внедрение действенных стимулов повышения качества проектирования [до 1986 г. проектные организации стимулировались в основном за

достижение высоких количественных (валовых) показателей] создает необходимые условия для координации внешних и внутренних целей функционирования САПР в гидроэнергетике.

Проектирование, строительство и эксплуатация объекта являются этапами единого инвестиционного цикла и тесно взаимосвязаны. Проектные решения во многом предопределяют эффективность строительства и эксплуатации объекта. Поэтому при оценке эффективности САПР, особенно эффективности САПР таких капиталоемких объектов строительства, как гидроэнергетические, следует рассматривать эффект, проявляющийся во всем инвестиционном процессе, а не только в проектировании.

Повышение производительности труда проектировщиков за счет автоматизации рутинных проектных процессов (типовые расчеты по заданной методике, разработка и вычерчивание типовой конструкции по заданному эскизу и т. п.) может дать не только прямой эффект в снижении затрат на проектирование (зачастую этот эффект невелик вследствие больших затрат на создание САПР), но и значительно более весомый косвенный эффект, связанный с высвобождением творческого потенциала проектировщиков и повышением качества проектирования. Наивысшую эффективность могут иметь те мероприятия по совершенствованию системы проектирования и соответственно те элементы САПР ГЭС, которые имеют целью оптимизацию структуры и основных параметров проектируемого объекта, повышение эффективности его строительства и эксплуатации, повышение качества проектирования, понимаемого, прежде всего, как достижение высокого уровня технико-экономических показателей проектируемого объекта.

Эффективность отдельных подсистем и компонентов САПР проявляется только в общем технологическом процессе проектирования. Часто цель отдельного элемента САПР формулируется как достижение наивысшей эффективности (точности расчета, глубины проработки и т. п.) именно данного элемента, данной проектной работы, но такой подход некорректен. Цель каждого элемента САПР должна быть скоординирована с целями вышестоящего уровня иерархии и в конечном итоге с глобальной целью всей системы проектирования.

Таким образом, эффект использования САПР ГЭС прежде всего проявляется в строительстве и эксплуатации, а не в проектировании и определяется функционированием системы в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Авакян А. Б., Салтанкин В. П., Шарапов В. А. Водохранилища. М.: Мысль, 1987.

Автоматика электроэнергетических систем/ О. П. Алексеев, В. Е. Казанский, В. Л. Козис и др./ Под ред. В. Л. Козиса и Н. И. Овчаренко. М.: Энергоиздат, 1981.

Асарин А. Е., Бестужева К. Н. Водноэнергетические расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1986.

Аршеневский Н. Н. Обратимые гидромашины гидроаккумулирующих электростанций. М.: Энергия, 1977.

Бабурин Б. Л., Файн И. И. Экономическое обоснование гидроэнергостроительства. М.: Энергия, 1975.

Бесчинский А. А., Коган Ю. М. Экологические проблемы электрификации. М.: Энергоатомиздат, 1983.

Васильев Ю. С., Виссарионов В. И., Кубышкин Л. И. Решение гидроэнергетических задач на ЭВМ (элементы САПР и АСНИ). М.: Энергоатомиздат, 1987.

Васильев Ю. С., Хрисанов Н. И. Экологические аспекты гидроэнергетики. Л.: ЛГУ, 1984.

Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981.

Гидроаккумулирующие электростанции/ Б. Л. Бабурин, М. Д. Глезин, М. Ф. Красильников и др./ Под ред. Л. Б. Шейнмана. М.: Энергия, 1978.

Гидрологические основы гидроэнергетики/ А. Ш. Резниковский, А. Ю. Александровский, В. В. Атурин и др. М.: Энергия, 1979.

Гидрогенераторы/ И. А. Глебов, В. В. Домбровский, А. А. Дукштау и др. Л.: Энергоиздат, 1982.

Гидроэлектрические станции/ Н. Н. Аршеневский, М. Ф. Губин, В. Я. Карелин и др./ Под ред. В. Я. Карелина и Г. И. Кривченко. М.: Энергоатомиздат, 1987.

Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР/ Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергоиздат, 1981.

Гидроэнергетические установки/ Д. С. Щавелев, Ю. С. Васильев, Г. А. Претро и др./ Под ред. Д. С. Щавелева. М.: Энергия, 1981.

Глобальная энергетическая проблема/ Под ред. И. Д. Иванова. М.: Мысль, 1985.

Гогичаншвили Г. Г. Автоматизация принятия решений в системах управления. Тбилиси: Мецниереба, 1985.

Денисенко Г. И. Возобновляемые источники энергии. Киев: Вища школа. 1983.

Денисов В. И. Технико-экономические расчеты в энергетике. Методы экономического сравнения вариантов. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Елаховский С. Б. Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах. М.: Энергия, 1979.

Железняков Г. В., Неговская Т. А., Овчаров Е. Е. Гидрология, гидрометрия и регулирование стока. М.: Колос, 1984.

Журавлев В. Г., Обрезков В. И., Филиппова Т. А. Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ. М.: Энергия, 1978.

Зарубаев Н. В. Комплексное использование и охрана водных ресурсов. Л.: Стройиздат, 1976.

Кароль Л. А. Гидравлическое аккумулирование энергии. М.: Энергия, 1975.

Карцев А. Н. Энергия будущего. М.: Молодая гвардия, 1985.

Кароль Л. А., Силаев Б. И. Оптимизация параметров основного оборудования ГЭС, ГАЭС/МЭИ. М., 1982.

Клишевич Г. В. Энергопроцесс гидроэнергетических установок. Л.: Энергия, 1969.

Кривченко Г. И. Гидравлические машины. М.: Энергоатомиздат, 1983.

Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Гидрологические основы управления речным стоком. М.: Наука, 1981.

Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Гидрологические основы управления водохозяйственными системами. М.: Наука, 1982.

Кузин Т. Л. Основы кибернетики. Т. I. Математические основы кибернетики. М.: Энергия, 1978.

Лаукс Д., Стедиинжер Дж., Хейт Д. Планирование и анализ водохозяйственных систем: Пер. с англ./ Под ред. Г. В. Воропаева и А. Л. Великанова. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Лучшева А. А. Практическая гидрология. Л.: Гидрометеоиздат, 1976.

Малинин Н. К. Теоретические основы гидроэнергетики. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Модельные исследования гидротурбин/ Ф. В. Аносов, А. В. Белобородов и др. Л.: Машиностроение, 1971.

Петросянц А. М. Атомная энергия в науке и промышленности. М.: Энергоатомиздат. 1984.

Приливные электростанции/ Л. Б. Бернштейн, В. Н. Силаков, С. Л. Гельфер и др./ Под ред. Л. Б. Бернштейна. М.: Энергоатомиздат, 1987.

Прузнер С. Л., Златопольский А. Н., Некрасов А. М. Экономика энергетики СССР. М.: Высшая школа, 1984.

Резниковский А. Ш., Рубинштейн М. И. Диспетчерские правила управления режимами водохранилищ. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Справочник по гидротурбинам/ Под ред. Н. Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984.

Теоретические основы системных исследований в энергетике/ А. З. Гамм, А. А. Макаров, Б. Г. Санеев и др. Новосибирск: Наука, 1986.

Тягунов М. Г. Управление режимами ГЭС/ МЭИ. М., 1984.

Филиппова Т. А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1975.

Цветков Е. В., Алябышева Т. М., Парфенов Л. Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах/ Под ред. Е. В. Цветкова. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР. М.: Энергоатомиздат, 1986.

Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства/ Д. С. Щавелев, М. Ф. Губин, В. Л. Куперман и др./ Под ред. Д. С. Щавелева. М.: Стройиздат, 1986.

Энергетика мира/ Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергоатомиздат, 1982.

Энергетика мира/ Под ред. П. С. Непорожнего и В. И. Попкова. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Энергетические системы. Кибернетика электрических систем/ Под ред. В. А. Веникова. М.: Высшая школа, 1974.

Ядерная энергетика, человек и окружающая среда/ Н. С. Бабаев, В. Ф. Демин, Л. А. Ильин и др./ Под ред. А. П. Александрова. М.: Энергоатомиздат, 1984.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Часть 1. Состояние и перспективы развития энергетики . 5

Глава 1. Энергетические ресурсы и их использование 5

1.1. Общие положения 5
1.2. Производство и потребление энергоресурсов 9
1.3. Ограниченность запасов извлекаемого топлива 14
1.4. Необходимость совершенствования структуры энергопотребления 18

Глава 2. Водные и гидроэнергетические ресурсы 20

2.1. Общие положения 20
2.2. Водные ресурсы 22
2.3. Гидроэнергетические ресурсы речного стока 25
2.4. Гидроэнергетические ресурсы морей и океанов 30

Глава 3. Гидрологические основы гидроэнергетики 33

3.1. Общие положения 33
3.2. Основные понятия 35
3.3. Натурные наблюдения и их использование в гидрологических расчетах 42
3.4. Методы статистического моделирования в гидрологии . . . 53
3.5. Гидрологические прогнозы 59
3.6. Гидрологическая информация для решения некоторых водноэнергетических задач 62
3.7. Водохранилище и его топографические характеристики . . . 65

Глава 4. Комплексное использование и охрана водных ресурсов . . 68

4.1. Общие положения 68
4.2. Водохозяйственная система и комплексное использование водных ресурсов 69
4.3. Регулирование речного стока водохранилищами ГЭС 73
4.4. Экологические аспекты гидроэнергетики 78
4.5. Охрана водных ресурсов 84
4.6. Перспективы развития гидроэнергетики 88

Глава 5. Электроэнергетические системы 90

5.1. Общие положения 90
5.2. Графики нагрузки 92
5.3. Надежность и резервы 95
5.4. Балансы мощности и энергии 103
5.5. Роль гидроэнергетики в развитии экономики и Единой энергетической системы СССР 108

Глава 6. Принципы построения систем автоматизации управления и проектирования 114

6.1. Общие положения 114
6.2. Целевой подход к управлению 119

6.3. Информационный подход к управлению 122
6.4. Принятие решений 124
6.5. Принципы построения автоматизированных систем 130
6.6. Информационные, программные и технические средства АСУ и САПР 134

Часть 2. Физико-математические основы оптимального использования гидроэнергии в народном хозяйстве . . . 137

Глава 7. Математическая и функциональная модели процесса преобразования энергии на гидроэнергетических установках 137
7.1. Общие положения 137
7.2. Обобщенная модель технологического процесса преобразования энергии на ГЭУ 138
7.3. Балансы расходов и напоров ГЭУ 142
7.4. Баланс мощности и энергии гидроэнергетических установок . . 155

Глава 8. Энергетические характеристики гидроагрегатов, гидроагрегатных блоков и методы их расчета 160
8.1. Общие положения 160
8.2. Энергетические характеристики турбинных агрегатов 168
8.3. Энергетические характеристики насосных агрегатов 177

Глава 9. Энергетические характеристики гидроэнергетических установок и методы их расчета 180
9.1. Общие положения 180
9.2. Энергетические характеристики ГЭУ с разными агрегатами . . 182
9.3. Энергетические характеристики ГЭУ с одинаковыми агрегатами . 200

Глава 10. Напорные характеристики гидроэнергетических установок и методы их расчета 206
10.1. Общие положения 206
10.2. Напорные характеристики ГЭС 208
10.3. Напорные характеристики ГАЭС, НС и ПЭС 213

Глава 11. Основы методов расчета водохозяйственного и водноэнергетического режима гидроэнергетических установок 216
11.1. Общие положения 216
11.2. Расчет сработки-наполнения водохранилищ ГЭС 217
11.3. Расчет сработки-наполнения водохранилищ ГАЭС и ГЭУ других типов 228

Глава 12. Режимы работы гидроэнергетических установок в различных условиях водности и регулирования стока 235
12.1. Общие положения 235
12.2. ГЭС без регулирования стока и ГЭС с водохранилищами краткосрочного регулирования 235
12.3. ГЭС с водохранилищами длительного регулирования 242
12.4. Режимные особенности ГЭУ при специальных видах регулирования стока 245

Глава 13. Расчеты краткосрочных режимов гидроэнергетических установок 246
13.1. Общие положения 246
13.2. Расчеты краткосрочных режимов ГЭС 252
13.3. Расчеты краткосрочных режимов ГАЭС и ГЭУ других типов . 263

Глава 14. Расчеты длительных режимов гидроэнергетических установок . 267
14.1. Общие положения 267
14.2. Энергетические характеристики ГЭУ в расчетах длительных режимов 269
14.3. Расчеты длительных режимов ГЭС и каскадов ГЭС 271

Часть 3. Управление и эксплуатация гидроэнергетических установок 280

Глава 15. Принципы управления гидроэнергетическими установками в электроэнергетической и водохозяйственной системах 280
15.1. Общие положения 280
15.2. Диспетчерское управление электроэнергетической системой . . 283
15.3. Управление водохозяйственной системой 287
15.4. Взаимодействие системы управления ГЭУ с другими отраслевыми и межотраслевыми системами управления 290

Глава 16. Представление гидроэнергетической установки как объекта управления 297
16.1. Общие положения 297
16.2. Энергетическое оборудование ГЭС 299
16.3. Гидротехнические сооружения 304
16.4. Режимные показатели ГЭС, каскадов ГЭС и гидроэнергетических комплексов 308

Глава 17. Технологическое управление и эксплуатация ГЭС . . . 311
17.1. Общие положения 311
17.2. Контроль и диагностика состояния 315
17.3. Регулирование параметров состояния 319
17.4. Ведение режима 324
17.5. Технические средства автоматизации управления ГЭС . . . 333

Глава 18. Управление режимами ГЭС в энергетической системе . . 338
18.1. Общие положения 338
18.2. Долгосрочное планирование режимов 345
18.3. Краткосрочное планирование режимов 354
18.4. Оперативное управление режимами ГЭС в энергетической системе 359

Часть 4. Основы проектирования гидроэнергетических объектов 364

Глава 19. Введение в проектирование 364
19.1. Общие положения 364
19.2. Схема комплексного использования и охраны водных ресурсов . 365
19.3. Схема развития и размещения электроэнергетики 368
19.4. Технико-экономическое обоснование. Технико-экономические расчеты 369
19.5. Проект 371
19.6. Рабочая документация. Основные положения правил использования водных ресурсов водохранилищ 373

Глава 20. Водохозяйственные и водноэнергетические расчеты при проектировании ГЭС 374
20.1. Общие положения 374
20.2. Последовательность водохозяйственных и водноэнергетических расчетов 375
20.3. Исходные данные для водохозяйственных и водноэнергетических расчетов 378
20.4. Методы водохозяйственных и водноэнергетических расчетов . 381

Глава 21. Методика определения эффективности проектируемых гидроэнергетических объектов 389
21.1. Общие положения 389
21.2. Экономическое сравнение вариантов 390
21.3. Нормативные коэффициенты эффективности и учет фактора времени 392

21.4. Условия энергетической и экономической сопоставимости вариантов 392
21.5. Определение сметной стоимости строительства 395
21.6. Капиталовложения и ежегодные издержки производства по гидроэнергетическим объектам, учитываемые в расчетах эффективности 400
21.7. Капиталовложения и ежегодные издержки производства по заменяемым объектам 401
21.8. Топливный эффект проектируемых ГЭС и замыкающие затраты на топливо 407
21.9. Затраты на привлечение рабочей силы 410
21.10. Особенности экономического обоснования ГАЭС 414
21.11. Особенности определения экономической эффективности реконструкции действующих ГЭС 415
21.12. Распределение затрат между участниками водохозяйственного комплекса 420
21.13. Определение эффективности научно-исследовательских работ в гидроэнергетике 422

Глава 22. **Основные экономические характеристики гидроэнергетического строительства** 426
22.1. Капиталовложения в гидроэнергетические объекты 426
22.2. Себестоимость энергии на ГЭС 427
22.3. Производительность труда в гидроэнергетике 429

Глава 23. **Выбор основных параметров ГЭС и ГАЭС** 430
23.1. Общие положения 430
23.2. Экономическое обоснование установленной мощности ГЭС . . 435
23.3. Экономическое обоснование отметки нормального подпорного уровня 444
23.4. Экономическое обоснование оптимальной глубины сработки водохранилища 448
23.5. Особенности выбора параметров ГАЭС 451
23.6. Расчетная обеспеченность энергоотдачи ГЭС 454

Глава 24. **Выбор основного энергетического оборудования гидроэнергетических установок** 458
24.1. Общие положения 458
24.2. Подбор гидротурбин по номенклатуре 461
24.3. Подбор основного оборудования ГЭС по главным универсальным характеристикам 466
24.4. Подбор оборудования ГЭС с использованием логарифмической системы координат 473
24.5. Особенности выбора основного оборудования ГАЭС 479
24.6. Технико-экономическое обоснование основного оборудования гидроэнергетических установок 487

Глава 25. **Основы автоматизации проектирования гидроэнергетических объектов** 489
25.1. Общие положения 489
25.2. Технологические линии проектирования 496
25.3. Структура САПР гидроэнергетических объектов 498
25.4. Эффективность автоматизации проектирования 505

Список литературы 507

Опечатки

Стр. 10. В подрисуночной подписи к рис. 1.1 и на рисунке вместо «электроэнергии» следует читать «энергии».

Стр. 117. В подрисуночной подписи к рис. 6.1 вместо «АЭС» следует читать «АЭ».