Библиотека СОК

ГИДРО-ЭНЕРГЕТИКА

Под редакцией В. И. ОБРЕЗКОВА

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

МОСКВА ЭНЕРГОИЗДАТ 1981

ББК 31.5
Г 46
УДК 621.22(075.8)

Рецензенты: кафедра гидроэнергетики и экономики энергетики Новосибирского электротехнического института и канд. техн. наук А. Г. Кудинов

Авторы: **В. И. Обрезков, Н. К. Малинин, Л. А. Кароль, А. Ш. Резниковский, А. Ю. Александровский, М. Г. Тягунов, И. И. Файн, Д. Н. Коробова, И. А. Жежеленко.**

Г $\frac{30314\text{-}073}{051(01)\text{-}81}$ 36-81(Э). 2305010000

© Энергоиздат, 1981.

ПРЕДИСЛОВИЕ

За прошедшие 15—20 лет гидроэнергетика претерпела большие изменения как в части своего содержания, так и особенно в части методов решения в значительной мере усложнившихся задач проектирования и эксплуатации ГЭС. Это обстоятельство явилось прежде всего следствием непрерывного повышения требований, вытекающих из условий напряженности водного и топливно-энергетического балансов страны, а также обеспечения надежности и живучести энергетических систем, предъявляемых гидроэнергетике.

Потребовались новые теоретические проработки ряда аспектов решения практических задач как в методическом, так и в вычислительном плане, чтобы эти требования удовлетворялись. Этому способствовали также достижения вычислительной математики и вычислительной техники, которые они приобрели в последнее время. Благодаря этому удалось решение многих гидроэнергетических задач поставить на принципиально новую основу, позволяющую при том же уровне исходной информации использовать математически более строгие алгоритмы. Это позволило получить более обоснованные решения, согласующиеся как с характером исходной информации, так и с требуемой точностью расчета (не говоря уже о том, что появилась возможность решать такие задачи, которые в силу своей сложности ранее не ставились).

Гидроэнергетика стала все более приближаться к разряду математически строгих технических наук.

Большой вклад в развитие гидроэнергетической науки внесли такие научные организации, как ВНИИЭ, Энергосетьпроект, Гидропроект, МЭИ, СЭИ, СО АН СССР, ЭНИН, НЭТИ, ЛПИ и др.

Настоящий учебник не ставит задачи дать полное руководство к выполнению расчетов, выполняемых при проектировании и эксплуатации гидроэнергетических установок. Его задача другая: он должен помочь сту-

денту прежде всего получить ясное понимание физических процессов, происходящих как в отдельных установках, так и при работе их в энергетической и водохозяйственной системах.

В современных условиях работы гидроэнергетических установок в указанных системах появляются новые, более сложные задачи, решение которых возможно лишь при применении современных ЭВМ экстракласса. В этих условиях нынешний инженер должен уметь не столько использовать готовые формулы и даже машинные программы (с этим успешно справится техник-расчетчик), сколько правильно сформулировать задачу, разработать метод и алгоритм ее решения применительно к конкретным условиям и характеру исходной информации.

Исходя из этого в учебнике большое внимание уделяется вопросам математического моделирования основных гидроэнергетических процессов. Пониманию этих вопросов в значительной мере способствует предшествующий курс «Математические задачи гидроэнергетики».

Молодой специалист должен также уметь грамотно оценить и проанализировать получаемые результаты расчета. В современных условиях неверная физическая интерпретация получаемых решений ведет к ошибочным и часто непоправимым результатам при их реализации.

В учебник не включены готовые алгоритмы и программы решения отдельных гидроэнергетических задач, поскольку они быстро стареют. Не включены также примеры расчетов, поскольку они, как и методы расчета, будут отражать лишь задачи сегодняшнего дня.

Содержание учебника разбито на три части. Первая часть включает технологический процесс преобразования водной энергии в электрическую и основы водноэнергетических расчетов, вторая — оптимальные режимы гидроэнергетических установок в энергетической и водохозяйственной системах и, наконец, третья — основы проектирования оптимальных энергетических параметров ГЭС. В приложении приведены технико-экономические характеристики гидроэнергостроительства.

Такое деление учебника соответствует программам курсов гидроэнергетики и основных сопутствующих ей дисциплин, читаемых в Московском энергетическом, Новосибирском электротехническом и Ташкентском политехническом институтах. В учебнике нашел отражение также многолетний опыт преподавания указанных дисциплин в МЭИ.

Поскольку книга имеет главным образом учебное назначение, в ней, как правило, отсутствуют ссылки на использованную литературу. Прилагаемый список литературы следует рассматривать прежде всего как рекомендации авторов тех источников, где читатель может найти более подробные сведения по изучаемому вопросу.

Учебник написан группой авторов под общей редакцией д-ра техн. наук, проф. В. И. Обрезкова: канд. техн. наук, доц. А. Ю. Александровским — § 14.2, 19.2; ст. преп. И. А. Жежеленко — § 20.1, 20.4; канд. техн. наук, доц. Л. И. Каролем — гл. 1 и 21; канд. техн. наук Д. Н. Коробовой — гл. 19 (совместно с И. И. Файном) и § 20.5; канд. техн. наук, доц. Н. К. Малининым — гл. 3—8, 12; д-ром техн. наук, проф. В. И. Обрезковым — введение (совместно с А. Ш. Резниковским), гл. 9—11, 13; д-ром техн. наук А. Ш. Резниковским — введение (совместно с В. И. Обрезковым), гл. 2, § 14.1, 14.3; канд. техн. наук М. Г. Тягуновым — гл. 15—17; канд. техн. наук И. И. Файном — гл. 18, 19 (совместно с Д. Н. Коробовой) и приложение.

Общее руководство составлением третьей части рукописи осуществлено ст. преп. И. А. Жежеленко.

При подготовке рукописи к печати неоценимую помощь авторам оказали рецензенты — коллектив кафедры гидроэнергетики и экономики энергетики НЭТИ под руководством д-ра техн. наук, проф. Т. А. Филипповой, канд. техн. наук А. Г. Кудинов, а также редактор канд. техн. наук А. Ю. Александровский, за что выражаем им глубокую благодарность.

В оформлении рукописи принимали участие многие сотрудники кафедры гидроэнергетики МЭИ, среди них особенно З. И. Маликова, В. А. Буштедт, И. С. Климинова, которым авторы также выражают свою благодарность.

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

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетические ресурсы и их использование. Водные ресурсы земного шара огромны. Общее представление о составляющих гидросферы земного шара дает табл. В.1.

Запасы пресной воды на Земле составляет менее 2% общего объема гидросферы (табл. В.2).

Таблица В.1

Гидросфера

Части гидросферы	Объем воды, тыс. км	% общего объема
Мировой океан	1 370 323	93,96
Подземные воды	60 000	4,12
В том числе 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
Итого:	1 454 703	100

* В том числе около 5 тыс. км³ воды в водохранилищах.
** В том числе около 2 тыс. км³ оросительных вод.

Как видно из приведенных данных, речные воды составляют лишь тысячные доли процента объема пресных вод гидросферы и совершенно ничтожную долю всего объема гидросферы.

Отличительной чертой речных вод является их ежегодная возобновляемость.

Речной сток неравномерно распределен по территории суши. Характеристикой этого распределения и обеспеченности населения водными ресурсами могут служить данные табл. В.3.

Таблица В.2

Пресные воды гидросферы

Части гидросферы	Объем пресной воды, тыс. км³	% данной части гидросферы	% общего объема пресной воды
Ледники	24 000	100	85
Подземные воды	4000	6,7	14
Пресноводные озера и водохранилища	155	55	0,6
Пресная почвенная влага	83	98	0,3
Пары атмосферы	14	100	0,05
Речные воды	1,2	100	0,004
Итого:	28253,2	—	100

Речные воды являются источником весьма значительной ежегодно возобновляющейся энергии, которая в основном расходуется на переработку русл рек и сейчас частично уже используется для выработки электрической энергии на гидроэлектростанциях.

Доля гидроэнергии в общих энергетических ресурсах Земли ничтожна. Однако отличительной положительной чертой гидроэнергии, как и солнечной, приливной энергии и энергии ветра, по сравнению с ископаемыми, топливно-энергетическими и ядерными ресурсами Земли является ее ежегодная возобновляемость. Под валовым гидроэнергетическим потенциалом подразумевается суммарная теоретическая энергия реч-

Таблица В.3

Водные ресурсы Земли и обеспеченность ими населения

Континент или страна	Численность населения (1978 г.), млн. чел.	Средний годовой объем речного стока, км³	Объем стока на душу населения, м³/год	% среднего объема по земному шару
Европа	674	3100	4599	50
Азия	2530	13 190	5213	57
Африка	440	4225	9602	105
Северная Америка	358	5950	16 620	182
Южная Америка	233	10 380	44 549	489
Австралия	23	1965	85 435	937
Земной шар	4258	38 830	9119	100
В том числе на территории СССР	260	4350	16 731	183
В том числе на европейской части СССР	190	1030	5421	59

Таблица В.4

Потенциальные запасы гидроэнергии (валовой потенциал)

Континент или страна	Полный гидроэнергетический речной потенциал, млрд. кВт·ч	% потенциала по земному шару
Азия (без СССР)	9620	27,5
Южная Америка	6810	19,5
Африка	5650	16,2
Северная Америка	5620	16,1
СССР	3942	11,3
Европа (без СССР)	2570	7,4
Австралия с Океанией	709	2,0
Земной шар	34 921	100,0

ного стока. Неблагоприятной чертой речной гидроэнергии (так же как и энергии Солнца, приливов и ветра) является ее неравномерность во времени. Использование гидроэнергии человеком, как правило, требует организации регулирования речного стока, в связи с чем на реках создаются водохранилища.

Таблица В.5

Гидроэнергетические ресурсы СССР и их использование

Район	Валовый потенциал гидроэнергоресурсов, млрд. кВт·ч	Технический потенциал гидроэнергоресурсов, млрд. кВт·ч	Экономический потенциал гидроэнергоресурсов, млрд. кВт·ч	Выработка энергии и соответствующий % использования экономического потенциала в 1978 г.	
				млрд. кВт·ч	%
Европейская часть СССР	694	313	201	80,1	40
В том числе:					
Северо-Запад	147	65	50	15,1	30
Центр—Поволжье—Урал	148	80	63	41,2	65
Юг	47	23	18	11,9	66
Северный Кавказ	127	53	25	5,3	21
Закавказье	225	92	45	6,6	15
Азиатская часть СССР	3248	1793	894	87,4	9
В том числе:					
Сибирь	1286	798	422	62,7	15
Северный Казахстан	111	35	17	3,3	19
Средняя Азия и Южный Казахстан	642	276	156	15,3	10
Дальний Восток	1209	684	299	6,1	2
Всего по СССР	3942	2106	1095	167,5*	15

* Гидроэлектростанции только Минэнерго СССР.

Представление об общих запасах и распределении гидроэнергетических ресурсов между континентами, за исключением ресурсов Советского Союза, дает табл. В.4.

Гидроэнергетические ресурсы СССР распределены между отдельными районами страны неравномерно. Так, на европейскую часть относится лишь около 18% общесоюзных ресурсов. Преобладающая часть гидроэнергоресурсов сосредоточена в восточных районах страны, главным образом в бассейнах рек Енисея и Лены (табл. В.5 и В.6).

Таблица В.6

Энергетический потенциал крупных рек СССР, млрд. кВт·ч

Река	Валовой потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал (оценка 1961 г.)
Енисей	588	465	288
Лена	587	422	235
Обь	247	160	94
Волга	114	73	56

Часть гидроэнергетических ресурсов рек, которую можно использовать путем создания современных гидроэлектростанций, составляет так называемый технический гидроэнергетический потенциал рек. Она равна 2106 млрд. кВт·ч/год. Технический потенциал — величина постоянная и сможет измениться лишь при существенных изменениях способов производства электрической энергии на гидроэлектростанциях. Распределение технического гидроэнергетического потенциала по территории страны приведено в табл. В.5.

Наибольший интерес для народного хозяйства имеет экономический потенциал, т. е. та часть технического потенциала, использование которой на данном этапе изученности энергетических ресурсов является для народного хозяйства экономически целесообразным. Экономический гидроэнергетический потенциал существенно зависит от изученности рек, технического прогресса в теплоэнергетике и особенно от обеспеченности рассматриваемого региона энергетическим топливом, его качества и стоимости. Экономический гидроэнергетический потенциал — величина переменная, зависящая от многих изменяющихся во времени факторов.

В СССР оценка экономического потенциала выполнялась несколько раз. Широко известна оценка 1961 г., по которой экономический потенциал равен 1100 млрд. кВт·ч/год.

Как видно из табл. В.5, на европейские районы СССР приходится меньше 18% экономического гидроэнергетического потенциала. Использование гидроэнергетических ресурсов в отдельных районах страны осуществлялось неодинаковыми темпами (табл. В.5). Как видно из приведенных данных, экономический гидроэнергетический потенциал в 1978 г. был использован в целом по Советскому Союзу на 15%, а в европейской части СССР — на 40%.

Для сравнения отметим, что в США на начало 1978 г. экономический потенциал был использован на 40, в Канаде — на 45, в Норвегии — на 62, в Японии — на 56%.

Все электростанции земного шара в 1978 г. выработали электроэнергии свыше 7,6 трилл. кВт·ч. На долю гидроэлектростанций приходится 1,6 трилл. кВт·ч (21% общего производства электроэнергии).

Гидроэлектростанциями США в 1978 г. было выработано 285, Канады — 238, Бразилии — 96, Норвегии — 81, Японии — 74, Франции — 68 и Италии — 50 млрд. кВт·ч.

Выработка энергии гидроэлектростанциями СССР в 1978 г. составила 169 млрд. кВт·ч, или 14% общего производства электроэнергии. В США доля выработки энергии ГЭС в 1978 г. составила 12% общего производства электроэнергии, в Канаде — 70%, в Норвегии — 99%, в Италии — 29%, в Швейцарии — 77%, в Бразилии — 90%.

Установленная мощность гидроэлектростанций мира в 1978 г. достигла 414 млн. кВт, что составило 22% суммарной установленной мощности электростанций. Мощность гидроэлектростанций Советского Союза в 1978 г. превысила 47 млн. кВт, что составило более 11% мировой мощности ГЭС и более 18% суммарной установленной мощности электростанций СССР.

Масштабы развития гидроэнергетики СССР в будущем существенно зависят от ожидаемого уровня потребления.

Развитие гидроэнергетики. В царской России на 74 гидроэлектростанциях общей установленной мощ-

ностью 16 тыс. кВт было выработано в 1913 г. всего 5 млн. кВт·ч электроэнергии, т. е. столько, сколько может выработать Красноярская ГЭС за 1 ч работы. Доля гидроэнергетики в общем энергетическом балансе страны составляла всего 0,1%.

Историческим рубежом для развития гидроэнергетики послужила Великая Октябрьская социалистическая революция. Уже в январе 1918 г. инженер Г. О. Графтио (будущий академик, известный гидротехник) получил задание уточнить дореволюционные проекты Волховской ГЭС, а в апреле того же года Советское правительство под председательством В. И. Ленина уже обсуждало вопрос о необходимости строительства этой гидроэлектростанции.

Ленин уделял огромное внимание вопросам электрификации страны и, в частности, сооружению гидроэлектростанций. Первые «лампочки Ильича» зажглись от малых гидроэлектростанций, в 1919 г. было построено 47 гидроэлектростанций общей мощностью 1600 кВт, в том числе историческая подмосковная ГЭС на р. Ламе в д. Кашино.

Для составления плана электрификации страны 21 февраля 1920 г. по инициативе В. И. Ленина была организована Государственная комиссия по электрификации России (ГОЭЛРО), план был рассмотрен и одобрен 22 декабря 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов. Этот план представлял собой первый в мире научно обоснованный единый (комплексный) план хозяйственного развития страны на базе электрификации. Он предусматривал сооружение в течение 10—15 лет 30 районных электростанций общей мощностью 1750 тыс. кВт, в том числе 10 ГЭС общей мощностью 640 тыс. кВт. В 1935 г. этот план был перевыполнен в 2,5 раза.

В 1934 г. в стране действовало 19 ГЭС суммарной мощностью 750 МВт, в том числе крупнейшая в Европе Днепрогэс имени В. И. Ленина мощностью 600 МВт. Во второй пятилетке (1932—1937 гг.) было сооружено 22 ГЭС мощностью 570 МВт. К 1938 г., т. е. за 20 лет Советской власти, было введено в строй 30 ГЭС общей мощностью 1044 МВт.

В годы войны немецко-фашистские войска нанесли большой урон советской энергетике, разрушив ряд гид-

роэлектростанций (включая Днепрогэс) общей мощностью 780 тыс. кВт. Кроме того, было демонтировано оборудование суммарной мощностью 280 тыс. кВт.

Послевоенный период и период седьмой—девятой пятилеток характеризуются бурными темпами ввода крупных гидроэлектростанций: освоение каскадов Волжских, Камских и Днепровских ГЭС, ввод в строй крупнейших ГЭС мира — Братской и Красноярской, а также ряда ГЭС в Средней Азии и на Кавказе.

Принятый XXIV и XXV съездами КПСС курс на ускоренное развитие производительных сил страны и в первую очередь восточных районов поставил новые задачи перед советской энергетикой. Они определяются не только соответствующими приростами мощности и выработки электроэнергии (в 1980 г. выработка электроэнергии по плану 1295 млрд. кВт·ч при установленной мощности всех электростанций 270 млн. кВт), но и определенными качественными показателями, обеспечивающими наиболее рациональные и экономичные пути выполнения плановых показателей. К таким показателям прежде всего относится структура вводимой новой мощности.

В десятой пятилетке (1976—1980 гг.) по плану прирост производства атомных и гидравлических электростанций в общем электроэнергетическом балансе страны увеличится с 14,1% в девятой пятилетке до 19,1%. Ввод новых мощностей на гидроэлектростанциях за этот же период составит 12,1 млн. кВт (16,6% общего прироста мощности в энергетике), т. е. в 1,35 раза превысит прирост мощностей на ГЭС в девятой пятилетке. Полная установленная мощность ГЭС достигнет при этом 52,6 млн. кВт. Темп роста производства гидроэнергии в стране обгонит темп роста общего производства электроэнергии. Удельный вес гидроэнергии в общем электроэнергетическом балансе страны возрастет с 12,2% в 1975 г. до 13,8%. При этом выработка гидроэнергии составит 179,1 млрд. кВт·ч.

В ряде объединенных энергетических систем существенно возрастет удельный вес ГЭС как по мощности, так и по выработке электроэнергии, приближаясь в отдельных случаях к 50%. В связи с этим возникнут новые задачи по управлению режимами энергосистем и методы их решения в составе автоматизированной системы диспетчерского управления.

Это обстоятельство становится особенно ясным, если принять во внимание, что развитие отечественной энергетики пойдет главным образом за счет сооружения АЭС со сверхмощными реакторами, не имеющими крайне необходимых возможностей работы в переменном режиме. Это положение еще более обострится, когда начнется широкое строительство АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, а в будущем — и на основе термоядерных реакций. В настоящее время нет более целесообразной и практически осуществимой альтернативы по решению проблемы пика, чем решение ее за счет ГЭС и ГАЭС.

Широкое строительство ГАЭС предусматривается прежде всего в европейской части Советского Союза. Масштабы его будут определяться характером и темпом роста электропотребления и необходимой при этом оптимальной структурой генерирующих мощностей.

Комплексное использование и охрана водных ресурсов. Еще не так давно использование воды отдельными отраслями народного хозяйства могло осуществляться независимо друг от друга. По мере экономического развития страны это положение стало не только неоправданным экономически, но и ввиду ограниченности водных ресурсов невозможным.

Использование водных ресурсов одновременно для нескольких отраслей народного хозяйства называется комплексным. Начало комплексному использованию водных ресурсов положил план ГОЭЛРО.

Водохранилища, построенных по плану ГОЭЛРО таких ГЭС, как Волховская, Днепровская, Нижне-Свирская и ряд других, служили не только целям гидроэнергетики, но и одновременно способствовали улучшению и развитию водного транспорта и водоснабжения некоторых промышленных предприятий.

В настоящее время в СССР суммарный полезный объем регулирующих речной сток водохранилищ превышает 350 км³, что составляет 8% среднегодового стока всех рек нашей страны. Это позволяет обеспечить водой городские и сельские населенные пункты, промышленность, тепло- и гидроэнергетику (с выработкой на ГЭС около 179,1 млрд. кВт·ч), площади орошения более 12 млн. га.

Комплексное использование водных ресурсов дает больший экономический эффект, чем использование их

какой-либо одной отраслью народного хозяйства. Участники (компоненты) комплексного использования образуют энерговодохозяйственный комплекс, или сокращенно водохозяйственный комплекс (систему). В состав его в различных сочетаниях кроме гидроэнергетики могут входить ирригация, водный транспорт, водоснабжение, рыбное хозяйство, здравоохранение, водный туризм и др.

Гидроэнергетика обычно является ведущим участником водохозяйственного комплекса. Вместе с тем дальнейшее строительство гидроэлектростанций должно осуществляться в соответствии с «Основами водного законодательства СССР и союзных республик», утвержденными Верховным Советом СССР в 1970 г., только при условии соблюдения интересов всего водохозяйственного комплекса.

В ряде случаев в состав комплекса включается осушение земель. Отводящие каналы ГЭС могут одновременно являться магистральными для осушительных систем. Так, отводящий канал Ингурской ГЭС используется для осушения части Колхидской низменности.

Те из компонентов водохозяйственного комплекса, которые используют воду как вещество и изымают ее из данного водоисточника, называются водопотребителями. Эта вода по истечении некоторого времени, иногда достаточно длительного, может вновь поступить в водооборот, но уже, как правило, в другом бассейне. При этом многие водопотребители возвращают воду существенно худшего качества. Те же участники комплекса, которые полностью или почти полностью возвращают после использования воду того же качества (например, ГЭС) или вовсе ее не изымают из водотока (например, водный транспорт), называются водопользователями.

В Советском Союзе водные ресурсы считаются народным достоянием и поэтому использование их должно отвечать определенным требованиям. К числу их следует прежде всего отнести экономическую оптимальность. Сооружаемый комплекс в целом должен обеспечить наибольшую экономическую эффективность для народного хозяйства в целом, а не для какой-либо обслуживаемой им отдельной отрасли. Комплекс не должен допускать необоснованного вредного воздействия на окру-

жающую среду. Наоборот, сооружение его должно способствовать охране воды от загрязнения и истощения. Наконец, эксплуатация комплекса должна быть достаточно простой и надежной.

Удовлетворение этих требований нередко встречает большие трудности главным образом из-за того, что они не совпадают с интересами отдельных участников комплекса. Так, водный транспорт заинтересован в поддержании судоходных глубин в нижнем бьефе ГЭС в навигационный период. Однако энергетика заинтересована, чтобы в это время ГЭС берегла воду и не расходовала ее из водохранилища для более интенсивного использования в осенне-зимний пик нагрузки. Во время половодья ГЭС заинтересована в накоплении воды в водохранилище, а рыбное хозяйство требует в это время значительных попусков воды из водохранилища с целью не допустить высыхания нерестилищ и мелководий, в которых обитает рыба. Имеются и другие противоречия, например режимные, когда режим водопользователей и водопотребителей не совпадает с естественным режимом водотока.

Достижение суммарного *народно-хозяйственного эффекта* в этих условиях с учетом минимального воздействия на окружающую среду и поддержания заданного уровня надежности эксплуатации сооружений и оборудования комплекса является задачей довольно сложной. В основе ее решения лежат *методы векторной оптимизации*, требующие определенных вполне обоснованных уступок в удовлетворении требований отдельных компонентов водохозяйственного комплекса (см. гл. 13).

В Советском Союзе построено и действует несколько крупных комплексных гидроузлов. В большинстве их ведущая роль принадлежит энергетике (Волжский, Камский, Днепровский, Ангарский, Енисейский и другие каскады ГЭС). Вторым по значимости участником подобных комплексов является обычно водный транспорт. Для Средней Азии, Закавказья и Юга европейской части СССР ведущая роль в комплексных гидроузлах принадлежит ирригации, а сопутствующая — энергетике. Следует сказать, что машинное орошение, требующее дешевой электроэнергии для насосных станций, развивается в районах, богатых гидроэнергоресурсами. На дальневосточных реках Зее и Бурее наравне с энерге-

тикой большое значение придается борьбе с наводнениями.

Научно-технический прогресс и связанный с ним рост культурного уровня населения приводит к быстрому росту различного вида водопотребления. Если в 1913 г. на одного жителя царской России приходилось 283 м³ воды в год с учетом развития всех отраслей хозяйства, то в 1975 г. водопотребление превысило 1200 м³.

Каждый вид водоиспользования предъявляет свои требования к качеству воды. Наиболее разнообразные требования, диктуемые технологическими процессами производства, предъявляет промышленность. Для некоторых технологических процессов к качеству воды предъявляются более высокие требования, чем к питьевой воде. Очень жесткие требования диктует здравоохранение.

Бурное развитие народного хозяйства и рост численности населения привели к резкому увеличению не только потребления воды, но и сброса в водоемы коммунальных и промышленных сточных вод. Эти воды содержат большое количество вредных веществ, не поддающихся биологическому окислению, в результате чего природные воды становятся неспособными самоочищаться. Отсюда возникла проблема охраны водных ресурсов от загрязнения и истощения.

Охрана водных ресурсов имеет одну специфическую особенность, не свойственную другим народнохозяйственным задачам. Она непрерывна во времени и поэтому никогда не может считаться окончательно решенной.

В нашей стране охране водных ресурсов всегда уделялось большое внимание. В первые годы Советской власти по инициативе В. И. Ленина было проведено ряд крупных мероприятий по охране водоемов от загрязнений и водоснабжению населения. 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.

Быстрое развитие народного хозяйства и подъем благосостояния советского народа усилили внимание к ком-

плексному использованию и охране водных ресурсов. Претворяя в жизнь решения XXIV и XXV съездов партии, ЦК КПСС и Совет Министров СССР приняли ряд важнейших 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 санитарного надзора.

Особое значение имеют постановления партии и правительства по охране бассейнов Волги и Урала, оз. Байкал, Азовского и Черного морей.

Исключительное значение имеют указанные выше «Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик». Этим законодательным актом подтверждено, что все природные воды являются общенародным достоянием и что рациональное использование их и охрана от загрязнения — дело большой государственной важности.

Основы предусматривают 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. Все эти меры создают правовую основу для усиления ответственности, улучшения порядка в пользовании водными ресурсами. Неуклонное и строгое соблюдение Основ обеспечит условия для рационального комплексного использования и всестороннюю охрану природных вод.

Нельзя, наконец, умалить значимость того, что в новой Конституции СССР в качестве одной из обязанностей граждан СССР записано: *«Граждане СССР обязаны беречь природу, охранять ее богатства».*

Для обеспечения планомерного и всевозрастающего использования водных ресурсов страны составлена Генеральная схема комплексного использования и охраны водных ресурсов, в которой

на длительную перспективу намечены основные направления использования водных ресурсов.

Все это указывает на то внимание, которое уделяется в нашей стране вопросам охраны природы и, в частности, воды.

Вместе с тем необходимо отметить, что водоохранные мероприятия в наших условиях отнюдь не противопоставляются преобразованию речного стока, 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.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Глава первая

ОСНОВНЫЕ СХЕМЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидравлическая энергия рек представляет собой работу, которую совершает текущая в них вода.

Вода с поверхности суши, озер, морей и океанов под действием солнечной радиации испаряется. Испарившиеся водяные пары переносятся воздушными течениями в высокие слои атмосферы, где они конденсируются и затем выпадают в различных районах земного шара в виде осадков (дождя, снега, тумана). Значительная часть осадков, выпадающих на сушу, является источником питания рек.

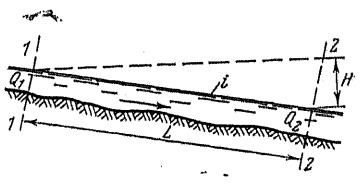


Рис. 1.1. Схематический продольный профиль участка реки. L — длина участка; H — падение участка; i — уклон поверхности воды; Q_1 и Q_2 — расходы воды в створах $1—1$ и $2—2$.

Процесс циркуляции воды на земном шаре, называемый круговоротом воды в природе, осуществляется непрерывно, и поэтому гидроэнергия все время возобновляется. В естественных условиях она преобразуется в механическую, расходуемую на размыв грунта, сглаживание рельефа сушки, перенос продуктов размыва (наносов), а также на преодоление сил сопротивления движению воды в реке.

Силой, осуществляющей работу водяного потока, является вес воды. Действие силы воды определяется

падением водотока, т. е. разностью уровней воды в начале *1—1* и конце *2—2* рассматриваемого участка (рис. 1.1). Если падение участка 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 одной секунды, т. е. мощность водотока N, Вт или Дж/с, на рассматриваемом участке составляет:

$$N=\rho g Q H=9810\,QH, \qquad (1.1)$$

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

Так как в энергетике мощность измеряется в киловаттах, то

$$N=9{,}81\;QH. \qquad (1.1а)$$

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

$$Э=\frac{9{,}81QHt}{3600}=\frac{WH}{367}, \qquad (1.2)$$

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

Эта зависимость оценивает потенциальные или теоретические гидроэнергоресурсы, т. е. без учета потерь стока и водной энергии при ее преобразовании в электрическую.

Разделение водотоков на участки при определении их потенциальных энергоресурсов осуществляется с учетом уклонов реки, створов впадения ее крупных притоков и соответствующего увеличения стока, а также в зависимости от наиболее выгодных створов по топографическим, геологическим и технико-экономическим условиям.

Расход воды для каждого участка реки принимается по среднегодовым значениям расходов в начальном и конечном створах. При этом расчет ведется по указанным расходам воды для лет с обеспеченностью стока (см. § 2.1) в 50 и 95% и такой же обеспеченностью годовой выработки электроэнергии.

Определению потенциальных энергоресурсов каждой реки предшествует составление ее водноэнергетического кадастра, включающего общее описание реки и бассейна, имеющиеся исходные данные по гидрометрии, гидрологии, топографии, инженерной геологии и пр. При этом строится

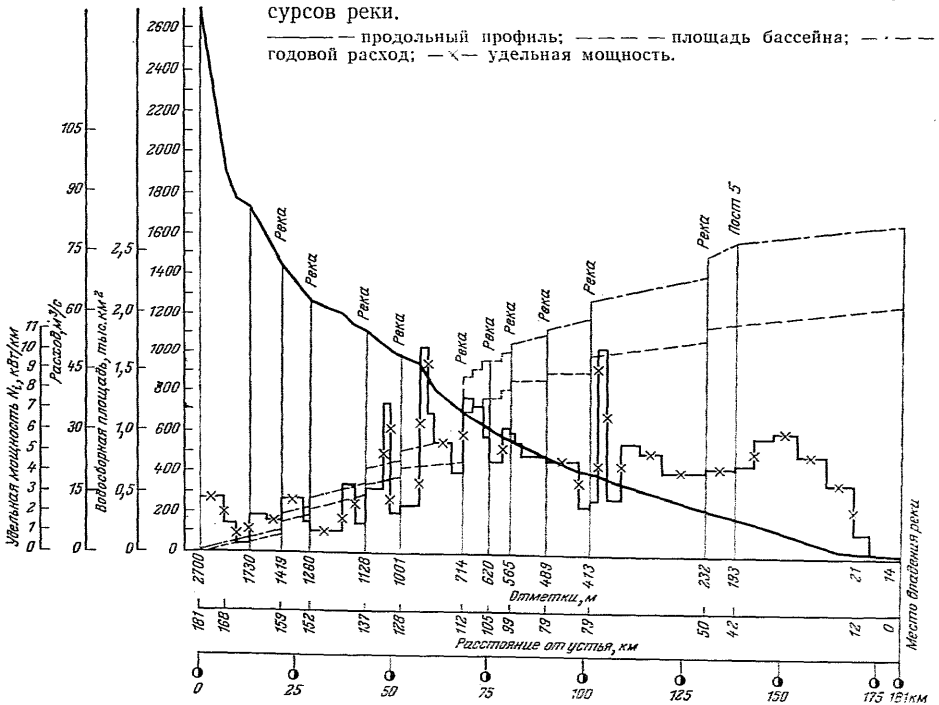


Рис. 1.2. Графическое представление потенциальных гидроэнергоресурсов реки.

——— продольный профиль; — — — — площадь бассейна; — · — — средний годовой расход; — × — удельная мощность.

кадастровый график, т. е. графическое представление гидроэнергетических ресурсов реки (рис. 1.2). Этот график содержит: продольный профиль реки; графики нарастания значений водосборной площади, тыс. км^2, и среднемноголетних расходов воды, м^3/с; удельные мощности каждого участка реки, кВт/км.

Суммирование потенциальной мощности по участкам реки определяет ее общую мощность и годовую выработку энергии для указанных значений обеспеченности стока. Таким же образом находятся потенциальные гидроэнергоресурсы отдельных бассейнов, регионов и страны в целом (см. Введение).

При определении гидроэнергоресурсов необходимо располагать, как отмечалось, соответствующими исходными данными. Для получения этих данных, особенно гидрометрических, требуется длительный период наблюдений, что приводит к необходимости уточнения гидроэнергоресурсов с течением времени, по мере накопления указанных данных.

Помимо потенциальных гидроэнергоресурсов необходимо знать ту часть гидроэнергетических ресурсов, которая может быть использована для получения электроэнергии путем создания гидроэлектростанции, — так называемый *технический потенциал*.

Недоиспользование потенциальных гидроэнергоресурсов происходит вследствие потерь воды из водохранилища, включая забор воды для неэнергетических целей, потерь напора в водопроводящих сооружениях, потерь энергии при ее преобразовании турбинами в механическую и генераторами в электрическую энергию. Кроме того, часть напора $\Delta H_{\text{подп}}$ теряется вследствие кривой подпора используемого участка реки (рис. 1.3), а некоторые ее участки вообще не могут быть использованы из-за невозможного затопления крупных городов и других важных объектов, а также при неблагоприятных топографических и геологических условиях.

Мощность N используемого гидроэлектростанцией участка реки может быть получена по (1.1), если в ней учесть потери воды, напора и энергии следующим образом:

$$N = 9{,}81\ Q H_{\text{под}} \eta_{\text{т}} \eta_{\text{г}}, \qquad (1.3)$$

где Q — расход воды, м^3/с, используемой ГЭС для получения электроэнергии; $H_{\text{под}}$ — подведенный к турби-

нам напор, определяемый разностью уровней верхнего и нижнего бьефов с учетом гидравлических потерь в водопроводящих сооружениях; $\eta_т$ — к. п. д. турбин; $\eta_г$ — к. п. д. генераторов.

Коэффициент полезного действия гидротурбин зависит от их мощности, конструкции, диаметра рабочего колеса, изменения напоров. Для средних и крупных гидротурбин с диаметром рабочего колеса от 1 до 10 м

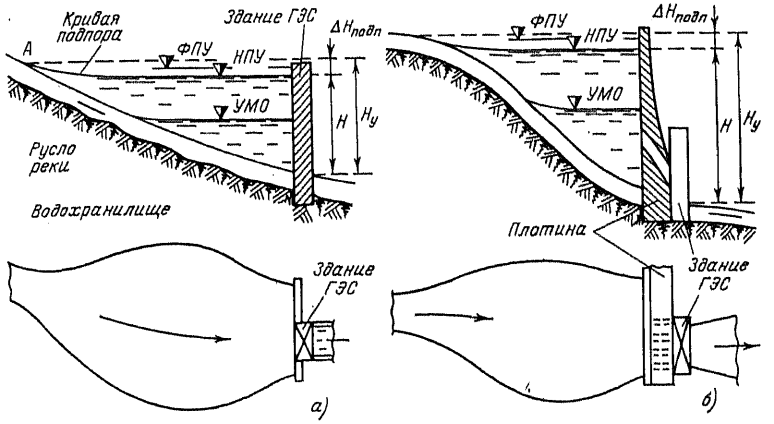


Рис. 1.3. Плотинные схемы концентрации напора.
а — русловая схема; *б* — приплотинная схема.

наибольший к. п. д. достигает значений от 0,89 до 0,95; для гидрогенераторов в зависимости от их мощности к. п. д. колеблется в пределах 0,92—0,98.

Если заменить в (1.3) коэффициенты 9,81, $\eta_т$, $\eta_г$ одним коэффициентом k, то с учетом возможного отклонения нагрузки гидроагрегатов ГЭС от оптимальной средние значения коэффициента k для ГЭС с крупными и средними гидроагрегатами составят 8,2—8,8, для небольших гидроагрегатов (мощностью до 5 МВт) k равно 7,8—8,0.

1.2. ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Гидроэлектростанции (ГЭС) являются составной частью электроэнергетических систем, а во многих случаях и водохозяйственных систем (см. § 11.2), что характеризует эти электростанции как предприятия,

связанные с работой многих отраслей народного хозяйства.

Гидроэлектростанция представляет собой комплекс сооружений и оборудования, при помощи которых осуществляются концентрация водной энергии и ее преобразование в электроэнергию. Концентрация водной энергии заключается в сосредоточении падения напора реки в створах, удобных для строительства ГЭС.

На равнинных реках, уклоны которых малы по сравнению с горными, концентрация гидроэнергии выполняется главным образом по плотинной схеме, в которой разность уровней между верхним и нижним бьефом, определяющая напор ГЭС, создается плотиной. При этом образуется водохранилище, распространяющееся до выклинивания кривой подпора (точка A на рис. 1.3). При наличии кривой подпора исключается использование некоторой части падения рассматриваемого участка реки $\Delta H_{\text{подп}}$ (рис. 1.3,*а*). Таким образом, остающийся для использования напор при данной схеме его концентрации (без учета потерь) соответствует $H = H_{\text{у}} - \Delta H$.

Верхний уровень водохранилища, при котором ГЭС и ее сооружения работают длительное время с соблюдением нормальных запасов надежности, предусматриваемых техническими условиями, носит название нормального подпорного уровня (НПУ).

При регулировании стока водохранилищем его уровень снижается до мертвого объема, обозначаемого УМО. Разность между полным (при НПУ) и мертвым (при УМО) объемами составляет полезный объем водохранилища (рис. 1.3,*а*).

При пропуске максимальных расходов воды (см. § 2.1) допускается кратковременное повышение уровня воды в водохранилище сверх НПУ до отметки, называемой форсированным подпорным уровнем (ФПУ).

Плотинный способ концентрации напора подразделяется на русловую и приплотинную схемы. В первой из них (рис. 1.3,*а*) здание ГЭС воспринимает напор так же, как и плотина. Эта схема применяется главным образом при напорах до 30—40 м, когда для повышения статической устойчивости здания ГЭС не требуется дорогостоящих мероприятий.

Для гидроэлектростанции с более высокими напорами применяется приплотинная схема, в которой здание ГЭС не воспринимает напор. Оно располагается за плотиной, т. е. со стороны ее низового откоса (рис. 1.3,*б*).

При гидроэнергетическом использовании горных и предгорных рек с относительно большими уклонами часто применяются деривационные схемы концентрации напора, при этом верхняя часть используемого участка также подпирается плотиной, образующей водохранилище и кривую подпора (рис. 1.4).

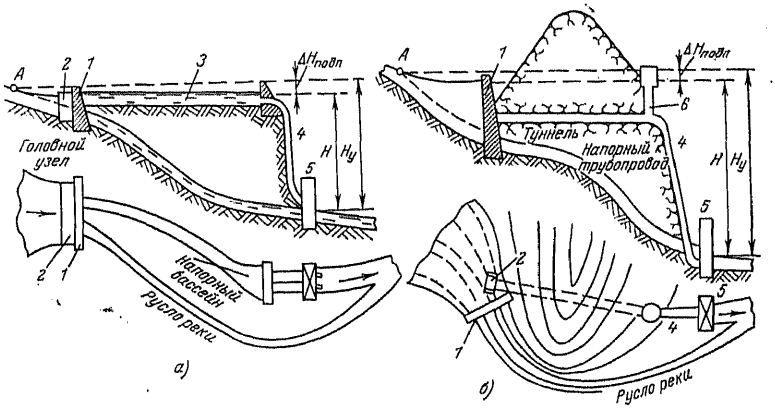


Рис. 1-4. Деривационные схемы концентрации напора.
а — с безнапорной деривацией; *б* — с напорной деривацией; *1* — плотина; *2* — водоприемник; *3* — деривация; *4* — турбинные трубопроводы; *5* — здание ГЭС; *6* — уравнительный резервуар.

Вода из верхнего бьефа направляется в деривационный водовод, гидравлический уклон которого значительно меньше уклона реки. Благодаря различным уклонам в конце используемого участка создается разность уровней воды в реке и водоводе, определяющая напор деривационной ГЭС (рис. 1.4).

Деривационные схемы концентрации напора в зависимости от местных топографических и геологических условий подразделяются также на два типа: с безнапорной и напорной деривацией. Первая из них выполняется главным образом в виде канала (рис. 1.4,*а*), некоторые участки которого заменяются лотками или безнапорными туннелями.

Забор воды из верхнего бьефа ГЭС в безнапорную деривацию осуществляется при помощи водоприемника,

который в некоторых случаях совмещается с отстойниками наносов. Плотина, водоприемник и отстойник составляют головной узел сооружений ГЭС.

По гидравлическому режиму деривационные каналы делятся на саморегулирующиеся и несаморегулирующиеся. Первые имеют горизонтальные бермы по длине канала, что требует увеличения его строительной глубины на всем протяжении. Это увеличивает объем работ по ГЭС, но удобно для эксплуатации, так как при изменении нагрузки и соответственно потребления воды ее уровень изменяется, не превышая б е р м у к а н а л а, а при полной остановке ГЭС уровень воды в деривации выравнивается с уровнем верхнего бьефа.

Наличие горизонтальных берм исключает сброс воды из канала и необходимость маневрирования затворами водоприемника при изменении мощности ГЭС. Однако при длине каналов в несколько километров и более безнапорная деривация устраивается с н е с а м о р е г у л и р у ю щ и м с я каналом, т. е. с постоянной глубиной и одинаковым уклоном его берм и дна. При изменении мощности ГЭС и расхода воды в несаморегулирующихся каналах требуется соответственно изменять открытие затворов водоприемника, а для предотвращения переполнения таких каналов при быстром сбросе нагрузки необходимо устройство водосбросов по длине канала и в н а п о р н о м б а с с е й н е ГЭС, располагаемом в конце деривации.

Напорный бассейн выполняется в виде аванкамеры, которая представляет собой расширяющуюся часть канала, перекрытую стенкой, в которой закреплены оголовки турбинных трубопроводов. Вода по трубопроводам поступает к турбинам в здание ГЭС и оттуда в нижний бьеф отводящего канала или реки.

Напорный бассейн, трубопроводы, здание ГЭС и отводящий канал относятся к сооружениям с т а н ц и о н н о г о у з л а ГЭС с безнапорной деривацией.

Сооружения деривационных ГЭС с напорной деривацией также располагаются раздельно в головном и станционном узлах, которые связаны между собой водопроводящими напорными туннелями или трубопроводами. Станционный узел этого типа ГЭС помимо здания станции и турбинных трубопроводов содержит вместо напорного бассейна у р а в н и т е л ь н ы й р е з е р в у а р. Это сооружение сопрягает напорную деривацию

с турбинными трубопроводами и снижает гидравлический удар в водоводах, возникающий при нестационарных режимах работы ГЭС.

Помимо приведенных деривационных схем с подводящей деривацией применяются также схемы с отводящей деривацией (рис. 1.5,*а*). Здание ГЭС располагается в глубокой выемке или под землей на значительном удалении от нижнего створа *К* используемого участка реки, куда вода отводится от турбин по искусственному водоводу с уклоном, меньшим уклона реки.

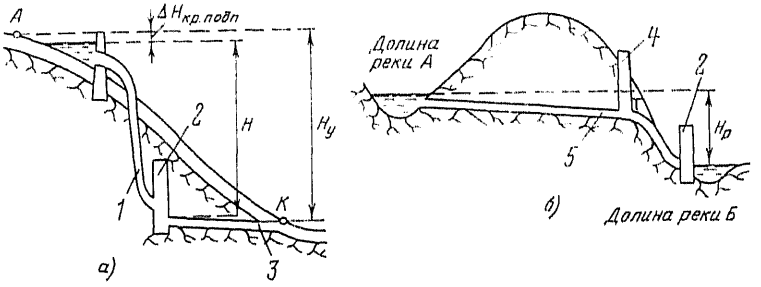


Рис. 1.5. Другие схемы концентрации напора.

а — с отводящей деривацией; *б* — с переброской стока; *1* — турбинный трубопровод; *2* — здание ГЭС; *3* — отводящая деривация; *4* — уравнительный резервуар; *5* — туннель.

Если в напорно-деривационных гидроэлектростанциях размеры концентрации напора за счет плотины и деривации соизмеримы, то такие схемы ГЭС носят название смешанных, или плотинно-деривационных.

Концентрация напора за счет плотины и деривации может быть дополнена при соответствующих местных условиях за счет использования разности отметок воды смежных рек. Эта схема осуществляется при перебросках стока из реки с водохранилищем, располагаемым на более высоких отметках, в другую реку или акваторию, располагаемую в пониженной местности (рис. 1.5,*б*).

Как видно из приведенных основных схем, концентрации напора гидроэлектростанций каждой схемы различны как по напору, так и по составу сооружений, их компоновке и оборудованию.

1.3. ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ АККУМУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГИИ

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) в отличие от обычных гидроэлектростанций являются не только комплексом сооружений и оборудования для генерирования электроэнергии, но и ее потребления для преобразования в потенциальную энергию поднятой воды. *Процессы потребления, преобразования и последующего генерирования электроэнергии, осуществляемые ГАЭС, называются гидроаккумулированием.*

Работа ГАЭС, как и других аккумуляторов электроэнергии, заключается в смене двух раздельных во времени режимов: накопления энергии или заряда и ее отдачи потребителям — разряда ГАЭС.

Заряд ГАЭС представляет собой подъем воды гидромашинами с электрическим приводом из нижнего в верхнее водохранилище. Эти водохранилища называются также резервуарами или бассейнами. Такой режим работы происходит во время снижения электропотребления ночью, в выходные и праздничные дни, а также в сезонном интервале времени. При разряде, происходящем в часы максимума нагрузки или аварии на других станциях или электрических сетях энергосистемы, потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую. При этом вода срабатывается из верхнего в нижний резервуар, т. е. пропускается через турбины или обратимые гидромашины, которые работают совместно с реверсивными электромашинами, генерирующими электрический ток, как и на обычных гидроэлектростанциях. Таким образом, гидроаккумуляторы при заряде работают как насосные станции, а при разряде — в качестве гидроэлектростанций. При этом мощность турбинного режима выражается той же формулой, что и для ГЭС, (1.3), а для насосного режима — формулой мощности насосных станций

$$N_{н} = \frac{9{,}81}{\eta_{н}} Q H_{н}, \qquad (1.4)$$

где $N_{н}$ — мощность насосного режима, кВт; $H_{н}$ — подведенный напор, определяемый суммой статического напора и его гидравлических потерь; $\eta_{н}$ — к. п. д. насосного режима; Q — подача воды.

Несмотря на многообразие условий строительства и эксплуатации ГАЭС их можно классифицировать по следующим основным признакам:

1) по возможности использования речного стока для выработки электроэнергии совместно с гидроаккумулированием;

2) по продолжительности одного цикла заряда — разряда ГАЭС на всю полезную вместимость резервуаров;

3) по типу основного гидроэнергетического оборудования.

По возможности использования речного стока ГАЭС разделяются на совмещенные и несовмещенные с гидроэлектростанциями. Если источником энер-

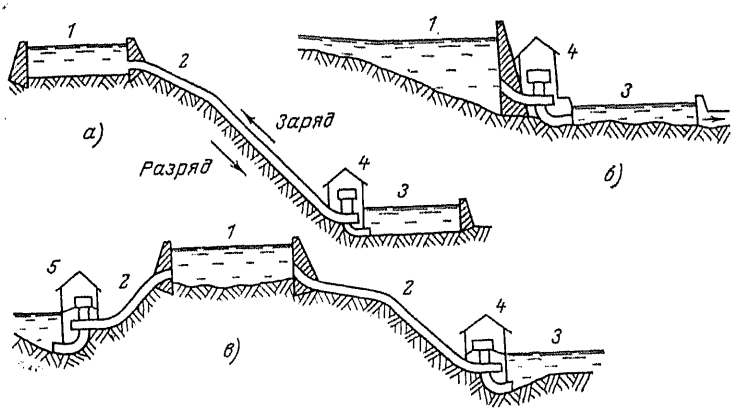


Рис. 1.6. Основные схемы и элементы ГАЭС.
1 — верхний резервуар; *2* — напорный трубопровод; *3* — нижний резервуар; *4* — здание ГАЭС; *5* — здание насосной станции.

гии, получаемой при заряде ГАЭС, являются только другие станции, то такие ГАЭС являются несовмещенными с гидроэлектростанциями. Естественная приточность воды в верхний резервуар этих ГАЭС практически отсутствует (рис. 1.6,*а*), а высота подъема и высота сработки воды из одного в другой резервуар одинаковы. Такие станции иногда называются ГАЭС чистого аккумулирования, а также полного аккумулирования.

При совмещенном или «неполном» гидроаккумулировании к воде, перекачиваемой из нижнего в верхний резервуар, добавляется речной сток, который увеличивает энергию разряда на выработку электроэнергии обычной ГЭС (рис. 1.6,*б*). Верхним резервуаром в этом случае может быть водохранилище в виде подпертого

бьефа или озера, которое также регулирует сток, а нижний резервуар создается в нижнем бьефе путем его подпора нижележащей ступенью ГЭС или специально созданной плотиной. Такие совмещенные установки называются ГАЭС смешанного типа, или ГЭС—ГАЭС.

В рассматриваемой схеме ГЭС—ГАЭС увеличение мощности и выработки энергии используемого речного стока достигается за счет многократного перемещения воды из нижнего бьефа в верхний.

Для русловых низконапорных станций значительное увеличение расхода воды в режиме разряда за счет использования естественной приточности и перекачиваемой во время заряда воды приводит к существенному подъему уровня нижнего бьефа и сокращению напора, что вызывает ограничение мощности ГЭС—ГАЭС. Поэтому совмещенное гидроаккумулирование с увеличением используемого расхода воды применяется главным образом при высоконапорных приплотинных и деривационных схемах концентрации напора.

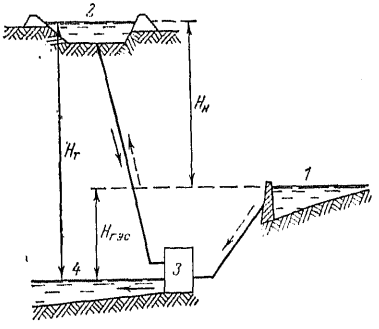


Рис. 1.7. Схема ГЭС—ГАЭС увеличенного напора.

1 — водохранилище; *2* — верхний резервуар; *3* — здание ГЭС—ГАЭС; *4* — нижний бьеф ГЭС—ГАЭС; $H_н$ — напор насосного режима; $H_т$ — напор турбинного режима; $H_{гэс}$ — напор ГЭС; — — → — насосный режим; ⟶ — турбинный режим.

Для широкого использования гидроаккумулирования на низконапорных ГЭС—ГАЭС необходимо увеличить напор этих станций, что может быть достигнуто путем создания помимо основного водохранилища дополнительного верхнего резервуара, располагаемого в створе плотины на верхней террасе крутого берега (рис. 1.7). В дополнительный резервуар вода во время заряда перекачивается из водохранилища, а при разряде срабатывается в нижний бьеф, который является также водохранилищем при наличии подпора. Таким образом, устройство верхнего резервуара дает возможность увеличить напор и мощность разряда ГЭС—ГАЭС.

Кроме того, при наличии в нижнем бьефе подпора возникает возможность увеличения мощности и выра-

ботки энергии ГЭС—ГАЭС не только за счет дополнительного напора, но и расхода воды, перекачиваемой из нижнего бьефа в водохранилище, а оттуда в верхний резервуар.

Совмещенное гидроаккумулирование с увеличением напора осуществляется также в схемах с переброской стока. При этом высота насосного подъема воды на водораздел должна быть меньше напора, подводимого к турбинам (см. рис. 1.6,*в*). В этом случае насосное и турбинное оборудование расположено на разных станциях.

В районах, бедных гидроресурсами и нуждающихся в пиковых мощностях, получили преимущественное распространение ГАЭС несовмещенного типа. Такие станции строятся вблизи центров электропотребления при наличии благоприятных естественных условий. Они определяются главным образом возможностью концентрации наибольшего напора с расположением верхнего и нижнего резервуаров при наименьшем расстоянии между ними в плане.

Для верхних резервуаров используются как существующие водоемы — озера и водохранилища, так и специально создаваемые бассейны. В качестве нижних резервуаров помимо озер и водохранилищ рассматривается также возможность использования морских заливов.

Стремление к увеличению напора ГАЭС несовмещенного аккумулирования привело к разработке схем шахтного типа с подземным размещением не только машинного зала, но и нижнего резервуара, располагаемого в скальных породах на глубине 500—1000 м и более. При этом нижний резервуар намечается выполнить в виде системы продольных и поперечных галерей, а для верхнего резервуара использовать существующий водоем, который может служить также прудом-охладителем тепловой или атомной электростанции.

По длительности цикла гидроаккумулирования, определяемого временем полной сработки и наполнения полезного объема резервуаров, ГАЭС разделяются на станции суточного, недельного и сезонно-годового аккумулирования. Целесообразность применения этих циклов зависит от вместимости резервуаров, степени неравномерности суточной, недель-

ной и сезонной нагрузок и технико-экономических показателей гидроаккумулирования каждого цикла.

Для ГАЭС несовмещенного гидроаккумулирования с искусственно создаваемыми резервуарами характерно суточное аккумулирование, которое иногда сочетается с его недельным циклом. ГАЭС суточного аккумулирования используются также в двухтактном режиме, т. е. в течение суток заряд осуществляется дважды — не только ночью, но и в часы дневного снижения нагрузки. В двухтактном режиме возможно увеличение мощности и энергии разряда ГАЭС, но при этом возрастают затраты на заряд, так как во время дневного провала нагрузки расход топлива и стоимость электроэнергии, используемой для заряда, выше, чем в ночное время.

При недельном цикле гидроаккумулирования заряд ГАЭС осуществляется ночью во время выходных суток, а разряд — днем в рабочие дни. Возможно также дополнение недельного заряда суточным подзарядом в часы наибольшего снижения нагрузки рабочих суток.

Кроме суточного и недельного гидроаккумулирования имеется возможность его применения более длительно — сезонный цикл. Это соответствует случаю, когда значительное затопление основного русла реки для создания водохранилища ограничивается местными условиями. При этом возможно создание сравнительно небольшого речного водохранилища и вблизи него надпойменного или верхового бассейна сезонного аккумулирования. Заполнение этого бассейна производится во время половодья, а сработка — в межень. При этом подача воды для заполнения бассейна может вестись на меньшем напоре, чем ее сработка при разряде ГЭС—ГАЭС (рис. 1.7).

Годовой или сезонный цикл гидроаккумулирования применяется также на ГЭС—ГАЭС с водохранилищами годового и многолетнего регулирования стока. Весной и летом речной сток идет на заполнение водохранилища и срабатывается в той мере, в какой это необходимо для удовлетворения требований водохозяйственного комплекса. В это время года энергетические требования выполняются главным образом не за счет гидроаккумулирования. В зимнее время водохранилище срабатывается также с учетом требований потребителей воды при на-

ибольшей выработке электроэнергии как за счет использования стока, так и гидроаккумулирования.

Когда водохранилища осуществляют длительное перераспределение стока, гидроаккумулирование ограничивается суточными и недельными циклами. Но и в этом случае оно может оказать существенное влияние на глубину и режим сработки водохранилища [35].

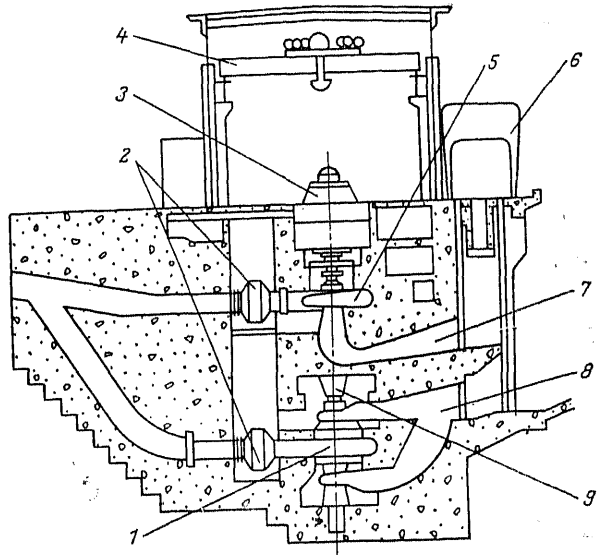


Рис. 1.8. Здание ГАЭС с трехмашинными вертикальными агрегатами.

1 — насос; *2* — шаровые затворы; *3* — реверсивная электромашина; *4* — мостовой кран; *5* — радиально-осевая турбина; *6* — козловой кран; *7* — отсасывающая труба; *8* — всасывающая труба; *9* — муфта сцепления.

По составу основного гидроэнергетического оборудования ГАЭС классифицируются следующим образом: с раздельными насосными и турбинными агрегатами, которые образуют четырехмашинную схему оборудования; с комбинированными агрегатами — трехмашинная схема и обратимыми агрегатами — двухмашинная схема.

Раздельные агрегаты насосов с электродвигателями, смонтированными на одном валу, и турбин с генераторами на другом валу применялись главным образом на

начальном этапе развития гидроаккумулирования, т. е. в конце прошлого века, и применяются в установках для переброски стока, в которых здания насосных станций и гидроэлектростанций находятся в разных местах. В зависимости от высоты подъема воды используются осевые и центробежные насосы, которые выполняются одноступенчатыми или многоступенчатыми. Типы турбин на ГАЭС, так же как и на ГЭС, применяются в зависимости от напора и мощности агрегатов.

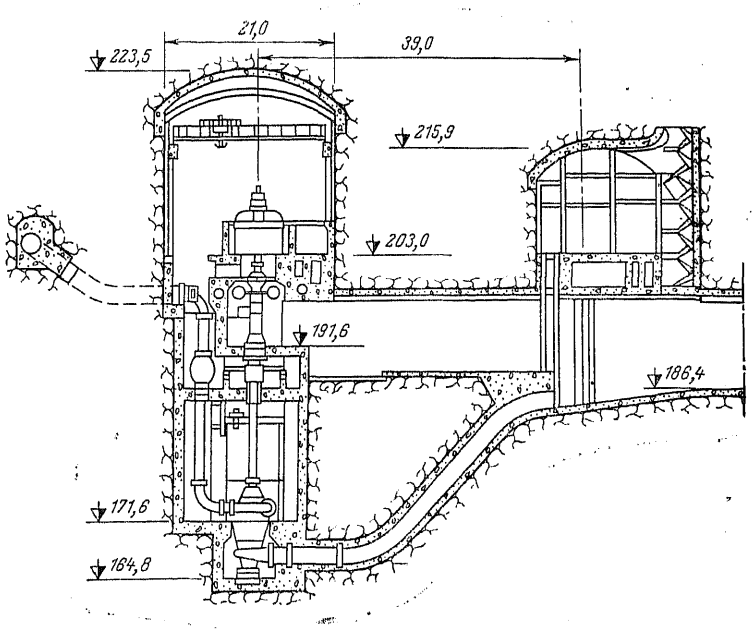


Рис. 1.9. Подземная ГАЭС Лаго-Делио (Италия) с комбинированными агрегатами.

Преимуществами ГАЭС с раздельным оборудованием являются высокие значения к. п. д. в обоих режимах и возможность быстрого включения в работу и остановку этих станций. Недостатки — большие капиталовложения в ГАЭС.

В 20-е годы нашего столетия вместо раздельного оборудования на ГАЭС стали внедряться комбинированные агрегаты с расположением на одном валу реак-

тивной (рис. 1.8) или активной (рис. 1.9) турбины, насоса и реверсивной электромашины. Положение вала агрегата при его единичной мощности до 90—100 МВт принимается горизонтальным, при более высоких мощностях и значительных колебаниях уровней нижнего резервуара — вертикальным.

При вертикальном расположении вала комбинированного агрегата, получившем наибольшее распространение, сверху располагается двигатель-генератор, под ним — реактивная или ковшовая турбина (в зависимости от напора) и внизу — центробежный насос. Между турбиной и насосом иногда устанавливают муфту, которая служит для отключения насоса при работе турбины. На многих станциях вместо муфты сцепления, являющейся дорогой и громоздкой машиной, принято жесткое соединение турбины и насоса. В этом случае вода из камеры насоса при работе агрегата в турбинном режиме удаляется сжатым воздухом и рабочее колесо насоса вращается с валом агрегата. Подвод воды к турбинам комбинированных агрегатов и отвод от насосов осуществляются трубопроводами, которые перекрываются затворами. Ковшовые турбины устанавливаются выше наибольшего уровня нижнего резервуара, а насосы — ниже минимального уровня в соответствии с условием бескавитационной работы, что требует их значительного заглубления и увеличения высоты агрегата, как это видно на примере ГАЭС Лаго-Делио (Италия), где насосы заглублены более чем на 40 м (рис. 1.9).

ГАЭС с комбинированным оборудованием имеют такое же высокое значение к. п. д. в обоих режимах работы, как и ГАЭС с раздельным оборудованием. Кроме того, одинаковое направление вращения ротора комбинированных агрегатов облегчает их пуск в обоих режимах и перевод из одного в другой выполняется без остановки агрегата. Но в результате более высокой стоимости комбинированного оборудования по сравнению с обратимым ограничена область использования трехмашинных агрегатов напорами от 500—600 м и выше (рис. 1.9).

Для меньших напоров начиная с 50-х годов широкое распространение получили ГАЭС с двухмашинной схемой оборудования в виде реверсивного двигателя-генератора и обратимой гидромашины, смонтированных на вертикальном валу.

В 1975 г. суммарная установленная мощность ГАЭС во всем мире с обратимыми агрегатами превышала 95% мощности всех ГАЭС.

Осевые обратимые машины применяются для напоров до 40 м, диагональные — от 30 до 150 м и радиально-осевые — от 30 до 600 м. При более высоких напорах помимо комбинированного оборудования перспективно применение многоступенчатых радиально-осевых гидромашин.

ГАЭС в современных условиях работы энергетических систем играют исключительную роль по обеспечению их надежной и экономичной работы. Этому способствует ряд объективных энергетических факторов.

Энергетические факторы применения гидроаккумулирования. Соответствие генерируемой мощности и нагрузки потребителей сравнительно легко достигается при плотных графиках нагрузки энергосистемы (см. § 11.3) и наличии маневренных электростанций, в том числе ГЭС, не связанных ограничениями по регулированию мощности и энергии. Такое состояние электростанций и графиков нагрузки имело место в европейской части СССР до начала 60-х годов, а в Сибири оно и в настоящее время является таким и сохранится в ближайшем будущем.

За последние 20—30 лет графики нагрузки энергосистем в европейской части СССР существенно разуплотнились вследствие роста электропотребления не только промышленностью, но сельским хозяйством и коммунально-бытовым сектором. При этом имело место сокращение сменности, продолжительности рабочего дня и недели, а также уменьшение существовавших ранее в условиях дефицита мощности ограничений на промышленную и коммунально-бытовую нагрузку.

Помимо тенденции разуплотнения графиков нагрузки действуют также причины их уплотнения, к которым в первую очередь относятся объединение энергосистем с различной структурой энергопотребления, расположенных в разных часовых поясах, развитие автоматизированного непрерывного производства и др. Эти условия действуют главным образом на увеличение временного прохождения максимума суточной нагрузки и изменение продолжительности и глубины ее дневного минимума.

Что касается ночных провалов нагрузки, то они заметно увеличились и имеют тенденцию к дальнейшему

снижению минимальной нагрузки, а вместе с тем и росту показателя неравномерности суточной нагрузки (см. § 11.3).

Для отдельных промышленных центров и районных энергосистем показатели суточной неравномерности нагрузки могут заметно отличаться от средних значений по объединенной энергетической системе (ОЭС). Так, для системы Мосэнерго коэффициент минимума ночного провала β в зимний рабочий день составляет 0,5; предполагается, что этот коэффициент останется неизменным в течение ближайшей перспективы.

Неравномерность электропотребления характеризуется также увеличением интенсивности подъема нагрузки в часы утреннего максимума и снижением дневного максимума в нерабочие дни недели. В начале 70-х годов в отдельных ОЭС европейской части страны интенсивность среднечасового утреннего подъема нагрузки составляла 10—15% его наибольшего значения. В 80-х годах ожидается увеличение этого показателя для указанных систем в несколько раз, а в отдельные часы скорость возрастания нагрузки значительно превзойдет ее среднечасовые значения. Так, в начале работы утренней смены основных предприятий интенсивность подъема нагрузки в течение 15—20 мин превысит среднечасовое значение примерно в 3 раза, что потребует еще более быстрого включения в работу генерирующего оборудования, набора его нагрузки, а затем и ее сброса.

В настоящее время энергопотребление и максимум нагрузки в нерабочие дни недели снижаются на 25—30% по сравнению с рабочими днями, что приводит к необходимости остановки большого числа агрегатов и пуска их к утру первого рабочего дня недели.

Другим фактором, повышающим эффективность гидроаккумулирования, являются коренное изменение структуры генерирующих мощностей и сокращение доли ГЭС в энергосистемах европейской части СССР. До 60-х годов графики нагрузки здесь были более плотными, конденсационные электростанции (КЭС) работали на докритических параметрах пара с поперечными связями, а регулируемая мощность ГЭС достигала 20% и более максимума нагрузки, и поэтому не было необходимости в строительстве гидроаккумулирующих и других пиковых электростанций. С появлением мощных конденсационных электростанций с блочным оборудова-

нием на закритические параметры пара, при снижении мощности старых КЭС до 5—10%, а также уменьшении относительной мощности ГЭС до 10—15% возникло несоответствие между неравномерностью нагрузки и техническими возможностями ее покрытия.

Это несоответствие выявляется особенно при составлении перспективных энергобалансов для энергосистем, в которых ввод нового генерирующего оборудования намечается в основном за счет атомных электростанций. К этому времени в рассматриваемых энергосистемах будут построены мощные КЭС с закритическими параметрами пара, а также увеличится мощность АЭС и ТЭЦ, режим которых связан с отпуском тепла и с некоторым снижением рабочей мощности в ночное время. Попутно на регулируемой мощности ГЭС могут сказаться требования неэнергетических потребителей воды, что снизит маневренную мощность гидростанций.

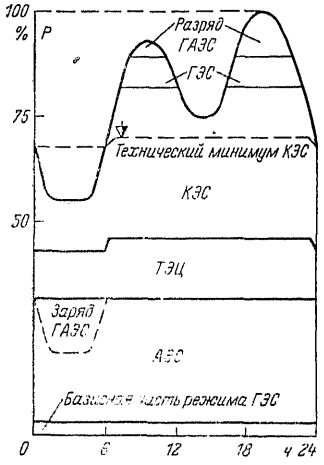


Рис. 1.10. График нагрузки за зимние сутки.

Построение суточного энергобаланса системы в указанных условиях (рис. 1.10) для зимнего, а иногда и половодного сезонов года выявляет несоответствие нагрузки с возможностью ее покрытия, так как технический минимум КЭС превышает минимальную ночную нагрузку. Наличие такого несоответствия во время эксплуатации недопустимо, и поэтому при планировании и проектировании энергосистем необходимо предусмотреть сведение балансов мощности и нагрузки. Это может быть обеспечено за счет либо частичной разгрузки АЭС, либо использования их энергии для заряда ГАЭС, последнее наиболее экономично решает задачу покрытия нагрузки.

Решение этих задач затрудняется из-за отмечавшегося снижения относительной мощности и выработки энергии ГЭС, что объясняется не только исчерпанием экономического гидроэнергопотенциала в централь-

ных районах европейской части страны, но и уменьшением выработки энергии на существующих гидроэлектростанциях. Это явление, особенно характерное для южных районов, определяется снижением приточности воды к ГЭС вследствие увеличения ее заборов потребителями не только из крупных водохранилищ, но и из прудов и водозаборных устройств, располагаемых на небольших водотоках в бассейнах основных рек. Так, заборы воды на неэнергетические цели из рек Сула, Псел и Ворскла (левобережные притоки Днепра) за 1948/49—1969/70 гг. привели к снижению среднемноголетнего стока на 11%.

Из сказанного следует, что при преимущественном росте базовых электростанций и относительном снижении мощности и регулировочных возможностей ГЭС возникает необходимость обеспечения покрытия пиковой части графиков нагрузки и прохождения их ночного провала. Основными путями решения этих задач являются рост базовых станций и ввод специальных высокоманевренных пиковых мощностей с продолжительностью работы до 6—8 ч в сутки и полупиковых станций, останавливаемых ночью и работающих до 15—16 ч.

Из таких станций наибольшими преимуществами обладают ГАЭС, так как они не только имеют большую маневренность и надежность в работе, но и заменяют другие пиковые мощности, использующие дефицитное газовое или жидкое топлива. Кроме того, ГАЭС дают возможность отказаться от ввода полупиковых установок с соответствующим снижением мощности базовых станций и, в частности, АЭС, избыточная энергия которых в ночное время может использоваться для заряда ГАЭС. При таком сочетании атомных и гидроаккумулирующих станций снижается мощность или исключается необходимость ввода полупиковых электростанций.

Важным преимуществом ГАЭС является их высокая маневренность, определяемая малым временем включения в работу, набора и сброса нагрузки. Так, пуск обратимых агрегатов ГАЭС из нерабочего состояния в турбинный режим с набором полной нагрузки составляет, так же как и агрегатов ГЭС, 2—3 мин. Пуск этих агрегатов в насосный режим из нерабочего состояния в зависимости от мощности машин и способа пуска колеб-

лется в пределах 5—6 мин. Время перевода из турбинного в насосный режим достигает 8—10 мин.

Несмотря на энергетические преимущества, сооружение ГАЭС не везде возможно. Оно требует наличия благоприятных топогеологических условий, возможности использования большого напора и расположения вблизи центров потребления и выработки электроэнергии, используемой для заряда ГАЭС.

Строительство ГЭС — ГАЭС в равнинных районах европейской части СССР возможно путем использования ряда благоприятных створов в верхней части Волги, Днепра, Зап. Двины и других рек. С помощью гидроаккумулирования иногда удается, как указывалось, увеличивать выработку электроэнергии не только за счет многократно используемого стока, но и повышения используемого напора.

Имеются предложения по расширению мощности некоторых существующих здесь ГЭС путем установки на них обратимых агрегатов. Увеличение напора на существующих низконапорных ГЭС едва ли возможно по условиям затопления, а расширение пропускной способности и мощности ГЭС — ГАЭС ограничивается, как отмечалось, снижением напора за счет повышения уровня нижнего бьефа. Поэтому более целесообразным представляется не столько расширение мощности низконапорных ГЭС, сколько увеличение их выработки энергии за счет перекачивания воды из нижнего бьефа в верхний и сработки ее существующим гидротурбинным оборудованием с увеличением числа часов его использования.

Преимущества такой схемы заключаются в следующем:

1) увеличивается нагрузка базовых электростанций с использованием их дешевой электроэнергии и сокращением потребности в полупиковых мощностях;

2) растет выработка ГЭС—ГАЭС для покрытия уплотненной части пиковой и полупиковой нагрузок;

3) замедляется сработка водохранилища длительного регулирования стока во время межени, что приводит к увеличению напора и выработки энергии транзитным стоком. Увеличивается также гарантированная отдача во время особо маловодных лет и в случае преждевременной сработки водохранилища по требованиям энергосистемы или водохозяйственного комплекса.

Коэффициент полезного действия гидроаккумулирования. Помимо рассмотренных выше энергетических факторов гидроаккумулирования важное значение имеют также потери энергии при ее преобразовании из электрической в механическую и потенциальную энергию поднятой воды, а затем снова в электроэнергию. Эти потери определяют расход и экономию топлива в энергосистеме за счет гидроаккумулирования, что существенно влияет на его эффективность.

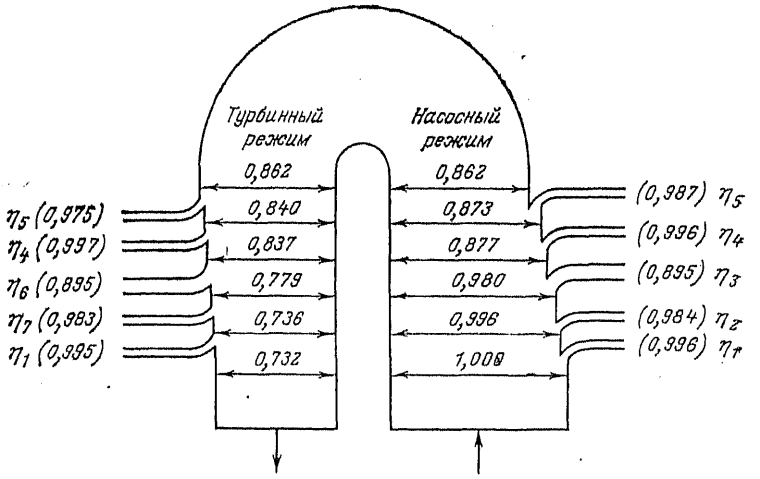


Рис. 1.11. Диаграмма к. п. д. ГАЭС.

η_1 — к. п. д. трансформаторов; η_2 — к. п. д. двигателя; η_3 — к. п. д. насоса; η_4 — к. п. д. вспомогательного оборудования; η_5 — к. п. д. трубопровода; η_6 — к. п. д. турбины; η_7 — к. п. д. генератора.

Показателем потерь энергии при гидроаккумулировании является коэффициент полезного действия $\eta_{\text{гаэс}}$, равный отношению электроэнергии, полученной при разряде, к электроэнергии, расходуемой на заряд.

Значение к. п. д. ГАЭС может быть получено по потерям энергии на отдельных этапах ее преобразования. Такой энергобаланс ГАЭС с обратимым оборудованием приведен на рис. 1.11. Помимо потерь энергии в водоводах, электрическом и механическом оборудовании на графике выделены потери во вспомогательном оборудовании; к. п. д. в турбинном и насосном режимах приняты одинаковыми (в конкретных условиях к. п. д. долж-

ны приниматься в соответствии с энергетическими характеристиками гидромашинного оборудования).

Приведенный на рис. 1.11 к. п. д. гидроаккумулирования, равный 73,2%, не является предельным. Для современных ГАЭС с крупными обратимыми агрегатами и одинаковой частотой вращения этот коэффициент достигает 75% и более.

1.4. КРУПНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ — ПОТРЕБИТЕЛИ — РЕГУЛЯТОРЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Насосные станции, перекачивающие воду с низких отметок на более высокие, могут быть использованы для перераспределения электроэнергии во времени. Эти схемы применяются главным образом в условиях горного рельефа, как правило, при высоте подъема воды меньшей напора турбин, срабатывающих эту воду.

Не меньшее значение для регулирования нагрузки могут иметь существующие и намечаемые к строительству крупные насосные станции для переброски стока и подачи воды на орошение. Ряд станций, построенных на таких каналах, как Иртыш — Караганда общей мощностью агрегатов 350 МВт, Днепр — Донбасс, мощностью 250 МВт, Каршинский мощностью 450 МВт, могут быть использованы в качестве потребителей — регуляторов электроэнергии. Этот режим работы характеризуется тем, что в часы ночного и дневного провалов нагрузки все насосы включены в работу, а во время прохождения максимумов нагрузки часть агрегатов или вся насосная станция останавливаются.

Особенно выгоден такой режим в осенне-зимний период, когда сокращается количество перебрасываемого стока и подаваемой воды для орошения и облегчается прохождение ночного минимума нагрузки за счет увеличения потребления электроэнергии; это сокращает необходимость остановки и глубокой разгрузки тепловых агрегатов и приводит к экономии топлива и издержек на их ремонт.

Проектирование новых крупных насосных станций должно вестись с учетом их более полного использования в качестве потребителей — регуляторов энергии. Для этого требуется увеличение числа насосных агрегатов, вместимости водохранилищ краткосрочного регулирования стока, пропускной способности магистральных каналов, а в некоторых случаях и замены части насос-

ных агрегатов на обратимые гидромашины. На низконапорных насосных станциях возможно использование капсульных обратимых агрегатов с подачей воды 150 м³/с и более. Эти агрегаты разрабатываются на основе существующих капсульных турбин с диаметром рабочего колеса до 6—7,5 м.

Увеличение капиталовложений в насосные станции, работающие как потребители — регуляторы и аккумуляторы электроэнергии, оправдывается не только указанными выше эксплуатационными преимуществами, но и улучшением структуры генерирующих мощностей энергосистем с заменой тепловых пиковых и полупиковых мощностей и увеличением базовых электростанций, в том числе АЭС.

Окончательный выбор режима работы насосных станций и связанных с ним параметров сооружений должен производиться на основе технико-экономического сопоставления всех возможных вариантов режима.

1.5. КАСКАДНЫЕ СХЕМЫ ГЭС

Увеличение потребности использования гидроресурсов для получения электроэнергии и обеспечения водой ее потребителей привело к необходимости строительства ряда ГЭС с водохранилищами на многих реках. *Совокупность гидроэлектростанций, расположенных на одном водотоке или в одном бассейне, а также в разных бассейнах, но связанных единством водного режима, называется каскадом ГЭС.* На крупнейших реках нашей страны — Волге, Каме, Ангаре, Енисее, Днепре и др.— построены и строятся такие каскады.

Каскадные схемы использования равнинных рек состоят главным образом из плотинных ГЭС, а горных рек — из деривационных. В плотинных схемах каждая гидроэлектростанция использует тот расход воды, который притекает к ее створу. В деривационных схемах используется расход воды, поступающей к водоприемнику рассматриваемой ступени.

В плотинных схемах при наличии кривых подпора на каждой ступени каскада часть напора будет неизбежно теряться (см. § 1.2) и в сумме эти потери могут оказаться больше потерь на кривой подпора, получающейся при использовании водотока в одной установке. С этой точки зрения каскадное использование водотока может оказаться энергетически менее эффективным, чем

использование всего водотока на одной ГЭС. Кроме того, при концентрации всего напора на одной ГЭС расход через ее турбины, равный сумме расходов отдельных ступеней каскада, будет пропускаться на повышенном напоре, что также дает дополнительный выигрыш в энергии.

Однако слишком большая концентрация напора на равнинных реках обычно влечет за собой большие затопления, которые наносят огромные ущербы народному хозяйству. Поэтому разбивка используемого водотока для энергетических целей на ступени должна быть оправдана экономически с учетом топогеологических условий.

Рассуждая аналогичным образом, нетрудно убедиться, что для каскадных схем деривационных ГЭС, наоборот, энергетический эффект становится выше при использовании водотока в одной установке.

При комплексном использовании водных ресурсов каскадные схемы позволяют осуществить не только наиболее полную их утилизацию, но и наиболее экономичную. При этом отдельные ступени каскада могут быть связаны между собой гидрологически, гидравлически, водохозяйственно и электрически.

Гидрологическая связь проявляется в том, что благодаря регулированию стока водохранилищами ГЭС расходы воды на каждой ступени перераспределяются. Кроме того, суммарный сток реки уменьшается в связи с изъятием его на нужды отдельных отраслей народного хозяйства и дополнительными потерями на испарение с поверхностей создаваемых водохранилищ.

Если верхний бьеф нижележащей станции создает подпор в нижнем бьефе вышележащей, то осуществляется гидравлическая связь по расходу и напору. Такой каскад называется подпертым или сомкнутым, в противном случае, т. е. без подпора, — разомкнутым.

Бьефы гидроэлектростанций, совместно обслуживающие неэнергетических водопотребителей и водопользователей, создают между ступенями каскада водохозяйственную связь. Гидроэлектростанции, работающие на одну и ту же энергосистему, имеют электрическую связь.

Эти связи приходится учитывать при осуществлении каскадного регулирования стока (см. § 10.2). Практически они никогда не проявляются индивидуально, а всег-

да в различном сочетании друг с другом, при этом гидрологическая связь будет наблюдаться всегда.

В нашей стране действует более 20 каскадов с крупными гидроэлектростанциями, намечено строительство еще ряда каскадов. Мощность уже построенных каскадов ГЭС превышает 20 млн. кВт, а находящихся в строительстве — около 30 млн. кВт.

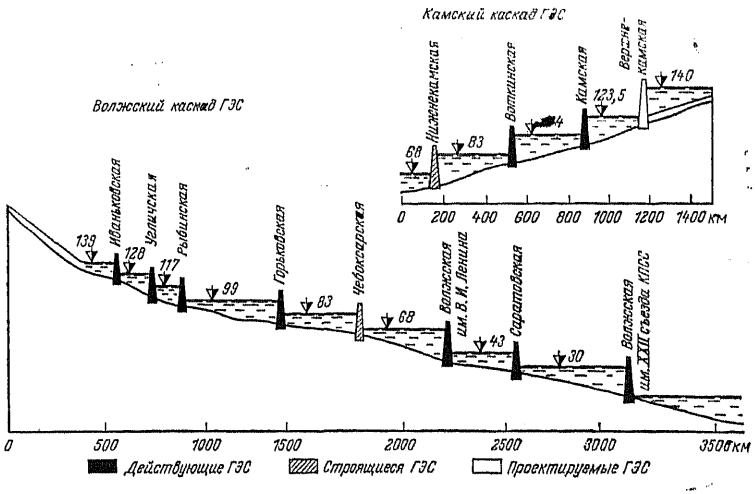


Рис. 1.12. Волжско-Камский каскад ГЭС.

В качестве примера на рис. 1.12 представлена схема одного из самых крупных отечественных каскадов — Волжско-Камского — суммарной мощностью девяти действующих ГЭС около 9000 МВт.

1.6. ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Энергия морских приливов. Периодические изменения уровня воды в морях и океанах, называемые приливами и отливами, происходят под действием сил притяжения в космической системе Земля — Луна — Солнце. Смена приливов и отливов наблюдается на большинстве морских побережий 4 раза в сутки. При этом амплитуда колебаний уровня моря достигает максимума (сизигия) при расположении Земли, Луны и Солнца на одной прямой, а минимума (квадратуры) — при их рас-

положении в вершинах треугольника, образуемого этими космическими телами.

Наибольшая амплитуда колебаний этих уровней, т. е. разность их максимального значения при приливах и минимального при отливах, составляет в открытом океане около 2 м. У побережий, в узких проливах, заливах и устьях рек эта амплитуда возрастает, достигая наибольшего значения до 19,6 м в заливе Фанди на

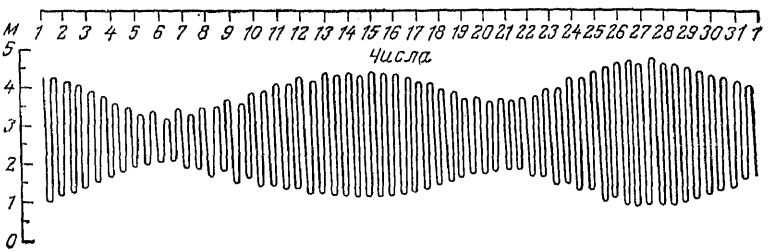


Рис. 1.13. Мареограмма (кривая приливов) за один месяц.

атлантическом побережье Канады. В Советском Союзе максимальные амплитуды приливов наблюдаются на побережье Охотского моря до 11 м, в Мезенском заливе — 10 м и на Кольском побережье — до 7,4 м.

Графики изменения рассматриваемых уровней воды, называемые мареограммами, для суток имеют синусоидальный характер. Чередование максимальных и минимальных уровней моря происходит через каждые 6 ч 12 мин. Амплитуда суточных колебаний уровня моря не остается постоянной, а изменяется по дням, как это показано на рис. 1.13, а также существенно зависит от времени года. Лунный месяц составляет 29,53 сут, что соответствует продолжительности времени между двумя полнолуниями или новолуниями.

Рассматриваемый подъем и спад уровней сопровождаются изменениями течения и расхода воды от моря к побережью и обратно, что определяет гидравлическую энергию приливов и отливов.

Преобразование энергии отливов и приливов в электрическую возможно путем строительства приливных электростанций (ПЭС), схема которых заключается в следующем. Суженный створ пролива или устья реки перегораживается путем сооружения здания станции, воспринимающего напор, и плотины. При этом об-

разуется бассейн, куда во время прилива вода поступает из моря, а при отливе — обратно. Разность уровней воды в море и бассейне обеспечивает работу гидротурбин. При выравнивании уровней воды в бассейне и море и сокращении напора ниже минимально необходимого для работы турбин значения они останавливаются до следующего восстановления напора во время прилива или отлива.

Для определения потенциальной мощности $N_п$, кВт, и годовой выработки энергии $Э_п$, кВт·ч, отдельных створов, в которых возможно сооружение ПЭС, рекомендуются следующие формулы [18]:

$$N_п = 225A^2F; \tag{1.5}$$

$$Э_п = 1{,}97 \cdot 10^6 A^2F, \tag{1.6}$$

где A — среднегодовая амплитуда прилива, м; F — площадь бассейна, км^2.

Технический потенциал ПЭС оценивается в 33% потенциальной энергии, так как значительная ее часть не может быть использована вследствие снижения напора и других потерь энергии.

Благоприятные условия для строительства ПЭС, характеризующиеся большой площадью бассейна при малой длине створа сооружений и значительной амплитудой колебания уровней, встречаются довольно редко. Но в ряде стран, в том числе Англии, Франции, Канаде и др., разработаны проекты ПЭС мощностью более 7000 МВт (Северен, Англия) и даже 12 000 МВт (Шозе, Франция). Построена к настоящему времени лишь одна станция Ранс (Франция) мощностью 240 МВт при годовой выработке энергии 600 млн. кВт·ч.

В нашей стране построена и эксплуатируется опытная Кислогубская ПЭС с одним агрегатом мощностью 400 кВт. Проектируется Лумбовская ПЭС на Кольском полуострове мощностью 320 МВт и выработкой 800 млн. кВт·ч/год. Для отдаленной перспективы рассматривается возможность строительства и более крупных ПЭС, в том числе Мезенской на побережье Белого моря мощностью 6 млн. кВт.

Схемы и режимы работы ПЭС. Схемы проектируемых ПЭС разделяются на одно- и многобассейновые. Первые могут выполняться как одностороннего, так и двустороннего действия.

В однобассейновых схемах бассейн отгорожен от моря зданием ПЭС, воспринимающим напор, и плотиной (рис. 1.14,*а*). Режим, или цикл, ПЭС одностороннего действия заключается в следующем. После заполнения во время прилива бассейна, куда вода поступает через специальные отверстия в здании ПЭС, эти отверстия закрываются затворами. Через некоторое время, когда уровень моря снижается в результате начавшегося отлива, начинают работать турбины, пропуская воду в море из бассейна и срабатывая его вместимость. Когда напор становится ниже минимального, при котором могут работать турбины, они отключаются и после достижения необходимого напора для работы турбин цикл повторяется.

Эта схема проста, не требует глубокой сработки резервуара, что важно при наличии мелководных бассейнов, по которым осуществляется судоходство, но степень использования потенциальной энергии оценивается всего лишь в 22%.

При режиме двустороннего действия турбин компоновка сооружений аналогична предыдущей схеме, а цикл работы следующий (рис. 1.14,*б*). После начала прилива затворы отключают бассейн от моря, в результате чего между обеими акваториями образуется перепад, достаточный для работы турбин, последние включаются и наполняют бассейн. После начала отлива, когда перепад уровней и напор турбин снова становятся недостаточным для их работы, турбины отключаются и открываются водопроводящие отверстия для наполнения бассейна. Это продолжается до момента выравнивания уровней в море и бассейне, после чего закрываются отверстия и станция отключается до образования требуемого перепада для работы турбин при опорожнении бассейна. Далее цикл повторяется.

Рассмотренный режим ПЭС двустороннего действия с выработкой энергии во время прилива и наполнения бассейна, а также во время отлива и опорожнения бассейна увеличивает использование потенциальной приливной энергии до 34%. Дальнейшее увеличение выработки ПЭС достигается за счет работы их оборудования в обратимом режиме, который применяется при низких напорах и дает возможность продлить время работы турбинного режима с более высоким напором. Поэтому на ПЭС Ранс, а также на Кислогубской ПЭС

к турбинным режимам работы агрегатов в обоих направлениях (при наполнении и сработке бассейна) добавляется еще насосный режим.

Целью этого режима работы ПЭС двустороннего действия является уменьшение времени простоя оборудования при низких перепадах уровней моря и бассейна. Достигается это следующим образом: после начала при-

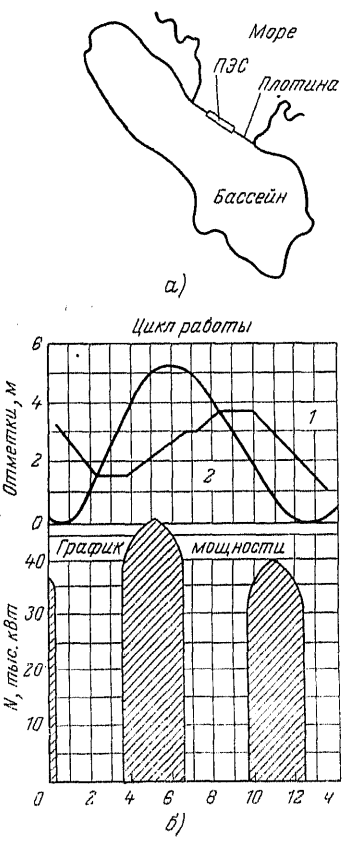


Рис. 1.14.

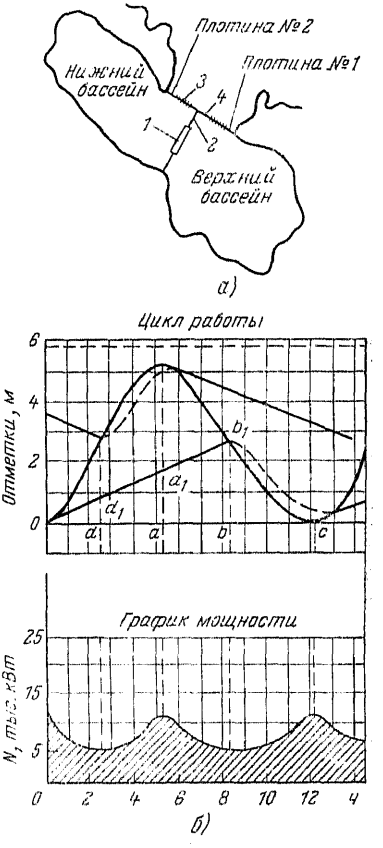


Рис. 1.15.

Рис. 1.14. Однобассейновая установка двустороннего действия.

а — компоновка сооружений; *б* — график цикла работы и мощности; *1* — линия хода уровней в бассейне; *2* — линия хода уровней в море.

Рис. 1.15. Схема двухбассейновой ПЭС.

а — компоновка сооружений; *1* — ПЭС; *2* — разделительная плотина; *3* — водопропускная плотина; *4* — глухая плотина; *б* — графики цикла работы и мощности ПЭС.

лива во время первого простоя агрегаты откачивают воду из бассейна в море, а при простое во время отлива вода перемещается из моря в бассейн.

Продолжительность насосной работы ПЭС в обоих направлениях невелика, и выгодность этого режима в значительной мере зависит от совпадения времени простоев оборудования со временем прохождения максимумов и минимумов нагрузки энергосистемы. Если простой ПЭС при сниженном напоре совпадает с минимумом нагрузки, то насосный режим выгоден, так как расход топлива и стоимость энергии в это время минимальны. При совпадении максимума нагрузки с рассматриваемым простоем ПЭС насосный режим невыгоден, так как он увеличивает максимум нагрузки.

Периодическое несовпадение во времени прохождения максимума нагрузки и выработки энергии ПЭС с однобассейновой схемой затрудняет использование приливной энергии. Поэтому предложены схемы ПЭС с двумя и тремя бассейнами, которые дают возможность получать энергию непрерывно с небольшими колебаниями мощности в течение суток.

В качестве примера остановимся на схеме, которая рассматривалась во многих проектах ПЭС [18]. В этой схеме здание станции вместе с дополнительной плотиной разделяют бассейн на два — верхний и нижний (рис. 1.15,*а*).

Работа ПЭС осуществляется следующим образом (рис. 1.15,*б*). В момент *а* верхний бассейн заполнен до наибольшего уровня прилива и отключен от моря путем закрытия водопропускных отверстий в глухой плотине. Вода через ПЭС срабатывается в нижний бассейн, который также отключен от моря затворами в водопропускной плотине. В момент *b*, когда поднявшийся уровень нижнего бассейна выравнивается с уровнем моря, отверстия в водопропускной плотине открываются, уровень нижнего бассейна следует за снижающимся уровнем отлива и ПЭС работает на разности уровней между верхним бассейном и морем. При минимальном уровне отлива в момент *с* нижний бассейн снова отключается от моря и наполняется из верхнего до момента *d*. К тому времени, когда уровень верхнего бассейна срабатывается до уровня моря, водопропускающие отверстия в глухой плотине открываются и работа ПЭС идет на

транзитной воде из моря через верхний в нижний бассейн до момента *а*, откуда цикл повторяется снова.

Двухбассейновая схема хотя и выравнивает суточную выработку энергии, но не может, как и любая другая схема, выравнивать внутримесячную неравномерность работы ПЭС, определяемую суточными колебаниями уровней приливов и отливов (см. рис. 1.13). Несмотря на преимущества, в том числе и на то, что равномерная выработка энергии ПЭС не только экономит топливо, но и вытесняет мощность других станций, многобассейновые схемы имеют и ряд недостатков, в том числе более высокую строительную стоимость, чем однобассейновые схемы.

Вследствие этого для ПЭС с однобассейновыми схемами ведутся поиски возможностей компенсирования неравномерности их работы как в суточном, так и в месячном разрезе. В качестве таких компенсаторов рассматриваются другие электростанции и, в частности, гидроаккумулирующие станции, расположенные в районе действия ПЭС. При этом ночная выработка ПЭС явится источником заряда ГАЭС.

1.7. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ

Основным направлением энергетики европейской части СССР на ближайшую перспективу является преимущественное строительство атомных электростанций с возможно большим использованием еще не освоенных гидроэнергоресурсов путем строительства ГЭС, ГЭС — ГАЭС и ГАЭС.

Атомные станции строятся мощностью до 4—6 млн. кВт при единичной мощности агрегатов 1—1,5 млн. кВт. Такие электростанции, как и обычные ТЭС, потребляют безвозвратно 15—17 млн. м^3/год воды на 1 млн. кВт установленной мощности при охлаждении воды в прудах-охладителях и 25 млн. м^3/год — при охлаждении в градирнях.

Для строительства прудов-охладителей, являющихся по существу водохранилищами, необходимо отводить землю площадью до 1 тыс. га на 1 млн. кВт мощности. При возведении таких электростанций обычно используются малопригодные для сельского хозяйства земли на возвышенных плато и террасах. Там же приходится располагать и пруды-охладители. Таким образом, между водохранилищем в пойме реки, являющимся источником

водоснабжения АЭС, и прудом-охладителем, расположенным над поймой, создается перепад уровней воды, который может быть использован для гидроаккумулирования.

Кроме того, при пойменном водохранилище обычно существуют или проектируются гидроэлектростанция или ГЭС — ГАЭС, режим работы которых должен быть увязан с водохранилищем АЭС и ТЭС, в результате чего создается территориальная и технологическая совокупность между тепловыми и гидравлическими электростанциями, называемая энергетическим комплексом (ЭК).

В качестве энергокомплексов со временем могут появиться совместно работающие гидравлические станции (ГЭС с ГАЭС) с близко расположенными приливными электростанциями.

Энергокомплексы из гидравлических и тепловых станций уже получили распространение за рубежом. В СССР строится Южно-Украинский энергокомплекс.

Основные преимущества сооружения рассматриваемых энергокомплексов по сравнению с изолированными электростанциями заключаются в следующем:

1) капиталовложения ниже на 10—15%;

2) производительность труда выше как в период строительства, так и в период эксплуатации;

3) затраты на жилищно-коммунальное строительство и строительство повышающих подстанций, а также затраты на ремонт оборудования и транспорта ниже;

4) экономятся земельные ресурсы.

Сооружение энергетических комплексов может быть выполнено в зависимости от местных условий по различным схемам.

Наиболее простая схема ЭК показана на рис. 1.16,*а*, где АЭС и пруд-охладитель расположены на высоком берегу реки и водохранилища. Вода из водохранилища подается насосной станцией в пруд-охладитель АЭС, который можно также назвать верхним бассейном, откуда вода поступает в систему охлаждения АЭС с помощью насосной станции второго подъема. Из системы охлаждения вода сливается обратно в пруд-охладитель, откуда срабатывается через гидротурбины, установленные в здании ГЭС, снова в водохранилище — нижний бассейн. Таким образом, совокупность насосной станции, ГЭС и двух бассейнов представляет собой гидроак-

кумулятор с раздельным оборудованием, заряд которого происходит круглосуточно или с перерывом во время пика нагрузки, а разряд в часы этого максимума.

При наличии достаточно большой приточности и объема водохранилища для охлаждения АЭС и ТЭС сработка воды из пруда-охладителя может осуществляться в нижний бьеф гидроузла (рис. 1.16,*б*), что увеличивает напор и мощность разряда гидроаккумулятора.

Если приточность водотока превышает потребность воды для работы АЭС или ТЭС, то к предыдущей схеме в створе плотины добавляется ГЭС — ГАЭС, а ниже водохранилища устраивается буферный бассейн, куда срабатывается вода из пруда-охладителя. При этом напор сработки превышает высоту подачи воды в пруд-

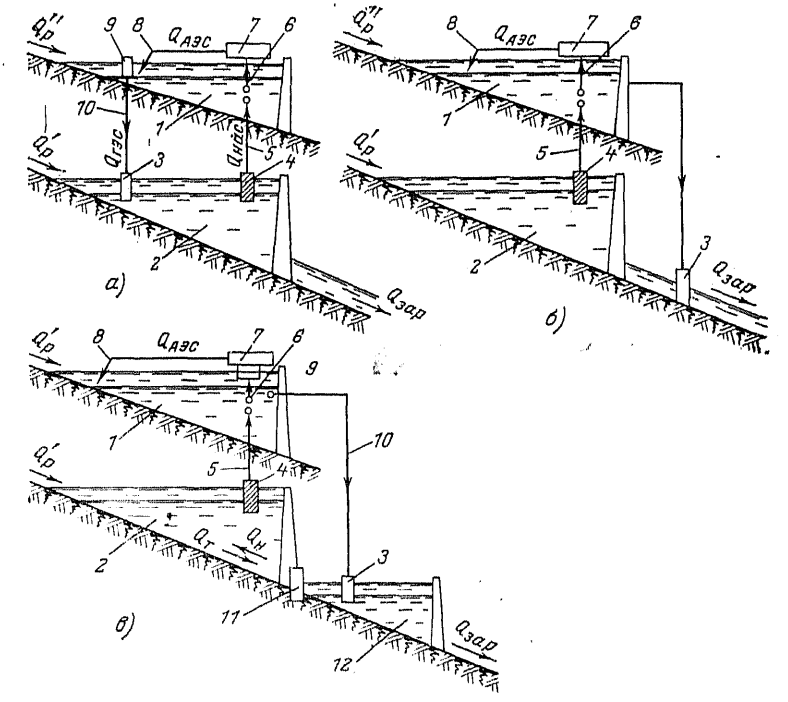


Рис. 1.16. Схемы энергетических комплексов.

1 — пруд-охладитель; *2* — водохранилище; *3* — ГЭС; *4* — насосная станция первого подъема; *5* — напорные водоводы; *6* — блочные насосные станции; *7* — АЭС (или ТЭС); *8* — отводящий канал; *9* — водоприемники ГЭС; *10* — напорные водоводы ГЭС; *11* — ГЭС—ГАЭС; *12* — буферный бассейн.

охладитель, а ГЭС — ГАЭС вырабатывает электроэнергию за счет естественной притэчности и гидроаккумулирования. По этой схеме (рис. 1.16,*в*) строится Южно-Украинский комплекс на р. Южный Буг.

Приведенные схемы не ограничивают их возможные варианты в соответствии с различием топогеологических условий, существующих и проектируемых водохранилищ и требованиями по снижению теплового загрязнения воды. Перспективно также использование создаваемых при энергокомплексах водохранилищ для удовлетворения потребностей орошения, водоснабжения, рыбного хозяйства и других целей.

Глава вторая

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидроэлектростанции, как было указано в § 1.1, для выработки электрической энергии используют речной сток. Закономерности стока рек изучает наука, называемая гидрологией.

Гидрология — наука, занимающаяся изучением природных вод, явлений и процессов, в них протекающих, а также процессов, определяющих распространение вод по земной поверхности и в толще почвогрунтов, и закономерностей, по которым эти явления и процессы развиваются. Гидрология состоит из нескольких разделов, из которых для гидроэнергетики наибольшее значение имеет гидрология суши, которая включает также гидрологию рек и инженерную гидрологию.

Гидрология суши рассматривает поверхностные воды. Гидрология рек рассматривает гидрологический режим рек. Этот раздел состоит из гидрографии (описания конкретных водных объектов), учения о стоке, учения о русловых процессах.

Инженерная гидрология непосредственно связана с практическим приложением гидрологии к решению инженерных водохозяйственных и водноэнергетических задач. Преимущественно это область гидрологических расчетов и прогнозов. В инженерной гидрологии получают и анализируют данные о речном стоке и его харак-

теристиках, необходимых для водноэнергетического и водохозяйственного проектирования и эксплуатации.

Речные воды, которые изучаются в гидрологии суши, составляют ничтожную часть вод земного шара (см. табл. В.1). Их характерными особенностями являются ежегодная возобновляемость в результате круговорота воды в природе и неравномерность распределения во времени и пространстве.

Речной сток образуется за счет осадков, выпадающих над поверхностью суши. Часть этих осадков превращается в сток непосредственно, скатываясь в речную сеть по поверхности земли. Эта часть называется поверхностным стоком рек. Другая часть осадков просачивается в грунт, образуя запасы подземных вод, которые являются источником подземного стока рек, часть осадков испаряется с поверхности суши.

Площадь, с которой осуществляется сток воды в данную реку в каком-либо ее створе, называется водосборным бассейном реки в данном створе. Линия, проходящая по повышенным местам, отделяющим друг от друга смежные бассейны, называется поверхностным водоразделом между реками.

Речной сток частично испаряется в атмосферу непосредственно с водной поверхности реки и со смоченных водой ее берегов. Частично вода используется для хозяйственных нужд человека. В этом случае она либо безвозвратно теряется для реки, входя в состав производимой продукции или испаряясь в атмосферу, либо возвращается в реки в виде возвратных или сточных вод.

Для большого числа рек значительная часть их стока, проходя по руслам, попадает в океаны, моря и озера. Здесь речные воды вместе с осадками, выпадающими на поверхность океанов, морей и озер, перемешиваются с запасами их вод и частично испаряются под воздействием солнечной энергии.

Разница в нагреве солнцем земной поверхности в тропиках и полярных областях, в океане и на суше порождает циркуляцию земной атмосферы: подъем нагретого воздуха в тропиках, перетекание в холодные полярные области, охлаждение, опускание и обратное движение в нижних слоях к экватору. Такая простая схема многократно усложняется за счет отклоняющего дейст-

вия вращения Земли, наличия горных хребтов, локальной циркуляции между сушей и океаном и т. д.

Около 450 тыс. м³ воды ежегодно испаряется с поверхности океанов, более 300 тыс. км³ выпадает в виде осадков обратно в океан и около 150 тыс. км³ воды за счет общей циркуляции земной атмосферы переносится в парообразном состоянии, выпадает в виде осадков над сушей и частично превращается в речной сток в новом цикле круговорота воды в природе.

Если пренебречь перетоками подземного стока из одного бассейна в другой, то уравнение водного баланса бассейна какой-либо реки в среднем для многолетнего периода может быть записано в следующем виде:

$$Y=X-Z, \tag{2.1}$$

где Y — речной сток; X — осадки; Z — испарение.

Сток, осадки и испарение обычно выражаются в миллиметрах слоя воды, как бы равномерно покрывающего площадь водосбросного бассейна F. Их можно выразить также в объемах W, км³ или м³. Объем стока W и высота слоя стока Y связаны соотношением

$$Y=\frac{W\cdot 10^6}{F}. \tag{2.2}$$

Отношение стока к осадкам

$$\eta=\frac{Y}{X} \tag{2.3}$$

называется коэффициентом стока. Он показывает, какая часть осадков превращается в сток. На территории СССР коэффициент стока варьируется в широких пределах: от 0,6—0,7 в северных и восточных районах страны до 0,2—0,3 в Средней Азии, в бассейнах Черного, Азовского и Каспийского морей.

Количество осадков и испарения существенно различно в разных районах страны и неодинаково в отдельные периоды года и в течение различных лет. Все это и определяет неравномерность речного стока по территории и во времени. В бассейнах внутренних морей СССР речной сток не превышает 50—100 мм, а в бассейнах рек Тихого и Северного Ледовитого океанов он превосходит 300—350 мм.

Внутригодовая изменчивость осадков, испарения и речного стока в основном определяется вращением Зем-

ли вокруг Солнца. Изменчивость осадков, испарения и речного стока в многолетнем разрезе в значительной степени определяется непостоянством энергетического воздействия солнца на землю.

Солнечная энергия приходит к Земле в форме видимого света и инфракрасного излучения. Сравнительно ничтожная доля приходится на ультрафиолетовое, рентгеновское, гамма-излучения, потоки атомов и атомных частиц. В отличие от видимого света эта часть потока солнечной энергии и вещества крайне изменчива. Ее количество зависит от состояния так называемой *солнечной активности*. Но именно эта часть солнечной энергии и вещества, воздействуя на верхние слои земной атмосферы, в значительной степени определяет общую циркуляцию атмосферы и ее существенную изменчивость во времени.

Ввиду сказанного и выпадение осадков над сушей, и образование речных вод происходит в течение времени неравномерно. В некоторые периоды года осадков выпадает больше, например осенью, в другие меньше, например летом. Твердые осадки, накопленные в бассейне за зимний период, попадают в речную сеть при их таянии весной. Количество осадков зависит от многих случайно изменяющихся факторов, это определяет общую неравномерность речного стока во времени. Наиболее устойчивым является подземный сток рек, наименее — поверхностный.

Наиболее выравненным в многолетнем и сезонном разрезах является сток рек, вытекающих из озер, или рек, в бассейне которых имеется много естественных регуляторов стока, например болот.

Наиболее изменчив сток небольших рек в засушливых районах, главным источником питания которых являются зимние осадки. В некоторые малоснежные годы такие реки иногда летом полностью пересыхают (как, например, некоторые реки Казахстана).

Таким образом, природные условия в бассейнах рек неодинаковы в разных районах, а их сток непостоянен. Для характеристики отдельных рек необходимы данные об изменении стока во времени. Такие работы по изучению гидрологического режима рек Советского Союза проводятся главным образом в учреждениях Государственного комитета гидрометеорологии и контроля природной среды СССР, а также проектно-изыскательскими

организациями различных ведомств. Посты наблюдений располагаются на всех реках, имеющих хозяйственное значение.

Полный комплекс гидрометрических работ, необходимых для проектирования и эксплуатации гидроэлектростанций, включает измерения различных элементов режима реки. К ним в первую очередь относятся измерение уровней и скоростей течения и определение расходов воды в реке. Кроме того, важное значение имеет изучение термического и ледового режимов реки, явления перемещения потоком наносов и связанных с ним процессов формирования русла реки, гидрохимического, гидробиологического режимов и т. д.

Наибольший интерес для проектирования и эксплуатации ГЭС имеют данные о расходах воды в реке, которые являются основой всех практических расчетов регулирования и использования речного стока гидроэнергетикой.

Процесс изучения элементов гидрологического режима рек распадается на две стадии.

Первой из них являются непосредственные наблюдения, фиксирующие элементы режима реки в некоторых ее створах и в некоторые моменты времени.

Измерения элементов режима реки и приемы первичной их обработки изучаются в специальных разделах гидрологии — гидрометрии. Здесь эти вопросы рассматриваться не будут.

Вторая стадия заключается в объединении результатов отдельных измерений, позволяющем выявить физические и статистические закономерности изменения режима реки..

Целью такого изучения является создание математических моделей речного стока, позволяющих переносить выявленные закономерности его изменения во времени с периода наблюдений на период будущей эксплуатации проектируемых сооружений гидроэлектростанций.

В процессе изучения речного стока приходится сопоставлять либо различные реки, либо одну реку в разных створах, либо одну или несколько рек, но в различные промежутки времени. Чтобы унифицировать и сделать более наглядными такие сопоставления в инженерной гидрологии была создана специальная группа измерителей.

1. Расход воды Q, м^3/с, — мгновенный (секундный), среднесуточный, среднедекадный, среднемесячный, среднегодовой, среднемноголетний расход воды, т. е. средний расход воды за тот или иной промежуток времени. Основной характеристикой реки является среднемноголетний расход Q, которому соответствует средний сток, т. е. количество воды, проходящей по реке в среднем за многолетний период наблюдений.

2. Модульный коэффициент — отношение среднего расхода реки за i-й интервал времени к среднемноголетнему:

$$K = \frac{\overline{Q}_i}{\overline{Q}}. \qquad (2.4)$$

3. Модуль стока q, л/(с·км^2),— расход воды, поступающей в реку с единицы площади водосбора. Вычисляется как мгновенный расход воды, характеризующий интенсивность питания реки в каждый данный момент времени, так и средний расход, соответствующий среднему за этот период расходу воды в реке. Модуль стока, отвечающий среднемноголетнему расходу, называется нормой стока.

Для наглядного изображения колебаний стока рек служит специальная система графиков. Основным исходным графиком является хронологический ход колебания расходов воды — гидрограф.

Годовой гидрограф реки является ее основной характеристикой. Он может быть среднемноголетним, когда на графике откладываются среднемноголетние значения расходов воды в реке за отдельные интервалы времени. В практике водохозяйственного проектирования используются расчетные гидрографы, т. е. гидрографы маловодных, многоводных и средневодных лет.

По характеру своего гидрографа реки отличаются одна от другой. Есть реки, для которых гидрографы маловодных лет существенно отличаются от гидрографов средне- и многоводных лет. Для других рек внутригодовое распределение воды остается стабильным, от года к году изменяется лишь общее количество воды, проходящей по реке.

Принято различать три типичных состояния реки, которые отчетливо видны на ее гидрографах.

1. Межень — периоды внутригодового цикла, в течение которых наблюдается низкая водность, возникаю-

щая вследствие резкого уменьшения притока воды с водосборной площади. В эти периоды преобладающее значение в речном стоке имеют подземные воды, дренируемые гидрографической сетью. На многих равнинных реках СССР различают зимнюю и летнюю межень.

2. Половодье — фаза водного режима реки, характеризующаяся наибольшей в году водностью, высоким и длительным подъемом уровня, обычно сопровождаемым выходом реки из русла на пойму. Вызывается главным источником питания реки: на равнинных реках — снеготаянием (весеннее половодье), на высокогорных — таянием снега и ледников (летнее половодье) 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.

3. Паводок — быстрый, сравнительно кратковременный подъем уровня воды в каком-либо фиксированном створе реки, завершающийся почти столь же быстрым спадом и в отличие от половодья возникающий нерегулярно; поднятие уровня и увеличение расхода воды при паводке могут в отдельных случаях превышать уровень и наибольший расход половодья. Паводок обычно возникает от дождей, но в условиях неустойчивой зимы может быть обусловлен интенсивным кратковременным снеготаянием. В процессе перемещения паводка по реке образуется паводочная волна.

В гидрологии существуют различные классификации рек по признакам их режима и питания. Классификация, предложенная Б. Д. Зайковым еще в 40-е годы, включает три группы типов рек:

1) реки с весенним половодьем. В эту группу входят пять типов рек, отличающихся интенсивностью прохождения половодья (казахстанский, восточно-европейский, западно-сибирский, восточно-сибирский, алтайский);

2) реки с половодьем, приуроченным к теплому полугодию. В эту группу входят реки дальневосточного и тянь-шаньского типов (к последнему относятся также реки Кавказа и Камчатки);

3) реки с паводочным режимом, у которых нет определенного ежегодно повторяющегося половодья. К этой группе относятся три типа рек (причерноморский, крымский, северо-кавказский).

Совершенно очевидно, что реки с различными режимами питания имеют гидрографы разного вида.

Ледовые явления в реках оказывают во многих районах нашей страны большое влияние на работу гидротехнических сооружений гидроэлектростанций и нередко приводят к нарушению их нормальной работы. Поэтому ледовые явления издавна служат предметом научных исследований в инженерной гидрологии.

Формирование льда в водоемах и водотоках начинается одновременно с переохлаждением воды; существует три основных типа процессов замерзания водоемов.

1. Кристаллы льда развиваются только в поверхностном слое жидкости, ниже которого переохлаждение в воде не распространяется. Этот тип свойствен водоемам, в которых отсутствует интенсивное перемешивание, — реки со спокойным течением, водохранилища. На таких водоемах обычно в зимний период устанавливается сплошной покров.

2. В турбулентных, бурных потоках и водоемах, подверженных сильному ветровому волнению, в результате переохлаждения глубинных слоев воды образуется подводный лед.

Быстрое течение препятствует смерзанию в ледяной покров кристалликов льда, накапливающихся в верхних слоях потока. В то же время под действием турбулентного перемешивания отложение льда и образование ледяных масс интенсивно происходят на дне. Донный лед начинает играть главную роль в процессе замерзания реки. На прибрежных участках таких рек часто образуются забереги.

3. Многие горные реки в южных районах страны не замерзают. Здесь сочетается стремительное течение воды с переменным температурным режимом. Вода в реках то переохлаждается, то вновь нагревается. В периоды похолоданий в реках образуется и накапливается взвешенный и донный лед.

Периоды похолодания обычно оказываются недостаточными для образования ледяного покрова. На таких реках зимой часто появляется шуга — всплывший на поверхность донный лед. Движение шуги (шугоход) часто затрудняет эксплуатацию электростанций. На некоторых ГЭС для борьбы с шугой создаются специальные сооружения — шугосбросы. Большое значение при эксплуатации ГЭС имеет разработка их оптимальных ре-

жимов, учитывающих наилучшие условия пропуска шуги через сооружения гидроузлов.

В нижних бьефах подпорных сооружений гидроэлектростанций, на деривационных каналах, питаемых водой из водохранилища, и в истоках рек, берущих начало из озер, вода, переходя от медленного течения подпертого бьефа к повышенным скоростям, обычно не замерзает даже во время сильных морозов. В этом случае образуется полынья — незамерзающее пространство воды среди неподвижного ледяного покрова. Термический расчет размеров полыньи является элементом проектирования гидроэлектростанции, с его помощью уточняется расчетный напор ГЭС в зимнее время.

При проектировании ГЭС на реках с размываемыми руслами и при создании водохранилищ большое значение имеет расчет твердого стока влекомых, донных и взвешенных наносов. Наносы заиляют водохранилища. Расчет времени заиления является важным элементом проектирования водохранилищ ГЭС. На некоторых реках с большими объемами твердого стока в составе гидроузлов ГЭС приходится предусматривать специальные сооружения: отстойники, промывные галереи и т. п.

Кроме гидрографов для расчета регулирования речного стока в проектной практике часто применяют так называемые интегральные кривые, которые выражают собой последовательность накопления объема воды, стекающей по реке.

Значительные практические удобства представляет так называемая разностная форма интегральной кривой, изображающая нарастание разности между колеблющимся расходом воды, протекающей по реке в течение каждого интервала времени, и средним расходом этой реки.

Интегральные кривые можно строить не только для расходов воды, но и для оценки потенциальной энергии приточности к ГЭС (при постоянном напоре). Разностные интегральные кривые энергии приточности к нескольким ГЭС, работающим в одной энергосистеме, можно суммировать. В этом случае они будут изображать нарастание разности между потенциальной энергией, которая может быть выработана на ГЭС, и их средней потенциальной энергии.

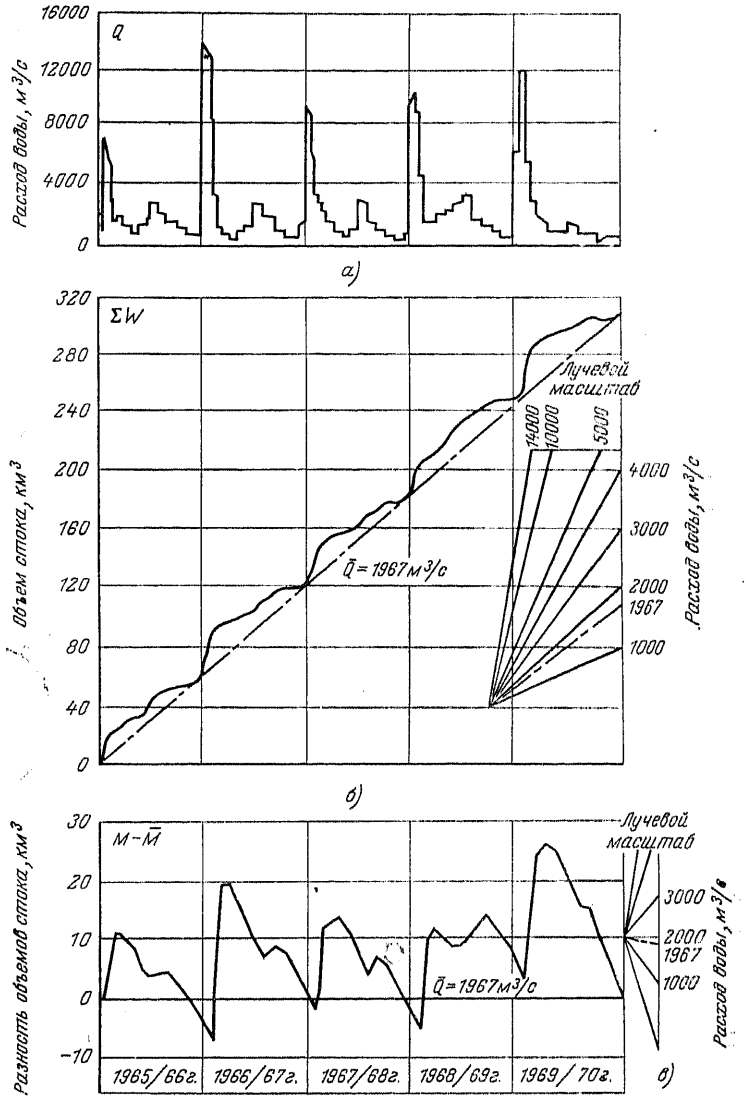


Рис. 2.1. Гидрограф и интегральные кривые стока реки.
а — гидрограф; *б* — полная интегральная кривая; *в* — разностная интегральная кривая.

Гидрограф и интегральные кривые в полной и разностной формах представлены на рис. 2.1. Гидрограф и интегральные кривые изображают изменения расходов воды в их календарной последовательности. Для решения многих практических задач эта последовательность не имеет решающего значения. Очень часто существенной является общая длительность того промежутка вре-

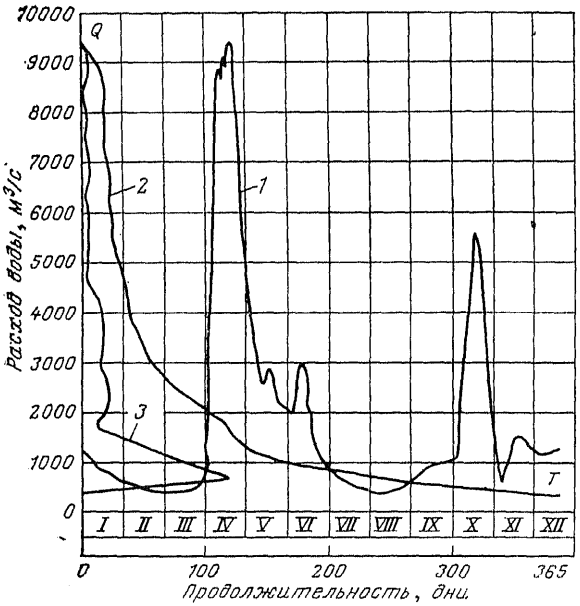


Рис. 2.2. Гидрограф, кривые продолжительности и повторяемости расходов воды.

1 — гидрограф; *2* — кривая продолжительности; *3* — кривая повторяемости.

мени, в течение которого расход воды находился в границах некоторого интервала. В гидрологии для такой характеристики стока используются так называемые кривые продолжительности расходов воды, а также связанные с ними кривые повторяемости. На рис. 2.2 изображены гидрограф реки за год и соответствующие ему кривые повторяемости и продолжительности суточных расходов. При построении таких кривых продолжительность времени можно выражать в процентах или долях года.

Кривые продолжительности и повторяемости строятся не только для расходов воды, но и для уровней воды, а также для других гидрологических и метеорологических элементов.

2.2. РЕЧНОЙ СТОК КАК ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПРОЦЕСС

Как было показано в § 2.1, речной сток, как правило, есть результат выпадения над водосборным бассейном осадков, их испарения, скатывания по поверхности в речную сеть, просачивания в грунт и выклинивания подземных вод в русла рек. Количество осадков, объем испаряющейся воды и запасы грунтовых вод в бассейне реки зависят от многих случайным образом изменяющихся факторов, часть которых также была перечислена в § 2.1.

Большое количество геофизических факторов, определяющих речной сток, неоднозначность и сложность зависимостей между этими факторами и стоком, случайный характер изменения большинства этих факторов и невозможность их предсказания с необходимой точностью и заблаговременностью — все это и предопределяет огромные трудности сверх долгосрочного предсказания речного стока. Трудно себе представить, что в обозримом будущем появится возможность прогнозировать речной сток на длительный период, соизмеримый с временем эксплуатации, строительства сооружений ГЭС или даже планирования их работы на один год вперед.

Как будет показано ниже, предсказание речного стока в настоящее время возможно лишь со сравнительно небольшой заблаговременностью (месяц, квартал). Для водохранилищ многолетнего регулирования это обусловило необходимость математического описания речного стока как случайного вероятностного или стохастического процесса.

Такое математическое описание позволяет на основании данных прошлых наблюдений, не прогнозируя сток, получать с необходимой надежностью представления о его характеристиках, нужных для проектирования и эксплуатации ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования стока.

Таких характеристик стока требуется достаточно много. Главным из них являются:

характеристики твердого стока реки и ее ледовые режимы;

вероятностные представления о среднем, минимальном или максимальном стоке в тот или иной день, месяц, квартал, год;

колебания речного стока во времени (в сезонном и многолетнем разрезах);

синхронность или асинхронность изменения стока нескольких рек во времени и в пространстве.

Для некоторого створа реки, в котором проектируется гидроузел, эти данные могут быть получены путем как непосредственного наблюдения за стоком реки в этом створе, так и проведения наблюдений в другом пункте на рассматриваемой или на близлежащей реке с аналогичными природными условиями. Гидрометрическая информация представляет собой некоторый временно́й или, как обычно его называют, календарный ряд.

В практике проектирования существуют два способа использования исходной гидрометрической информации:

1) путем непосредственного применения календарного ряда для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов с последующей статистической обработкой их результатов;

2) путем предварительной статистической обработки стоковых данных, на основании которой создается математическая модель процесса речного тока, с последующим использованием ее для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов.

Первый способ наиболее широко распространен в проектной практике. В нем предполагается, что используемые для расчета данные прошлых наблюдений отражают все сложные закономерности процесса стока в будущем. Однако небольшая длина ряда наблюдений иногда приводит к значительным погрешностям при определении тех или иных водноэнергетических и водохозяйственных показателей или характеристик (см. гл. 3). Поэтому для многих расчетов предпочтительным является второй способ, который основывается на использовании обобщенных статистических характеристик стока, получаемых в результате обработки гидрологических рядов. Эти характеристики позволяют получать более надежные решения многих водо-

хозяйственных задач. Схематизация процесса стока, т. е. его математическое описание, может привести в свою очередь при принятии наиболее простых схем к определенным погрешностям. С этой точки зрения желателен выбор наиболее строгих способов математического описания процесса стока. Следует, однако, отметить, что, как правило, чем сложнее способ описания, тем большее количество статистических характеристик для него требуется: получение этих характеристик (при прочих равных условиях) может быть достигнуто с меньшей точностью. Таким образом, при недостаточной по длительности исходной информации усложнение описания ведет к увеличению погрешности участвующих в вычислениях характеристик и соответственно погрешностей водохозяйственных и водноэнергетических расчетов.

Физические соображения и закономерности при исследовании какого-либо процесса и выборе способа его математического описания имеют первостепенное значение. Количественные выражения и подтверждения указанных закономерностей обычно могут быть получены лишь статистически. Для получения статистических характеристик процесса стока имеется небольшое по длине число наблюдений, называемых обычно выборкой из генеральной совокупности. Под генеральной совокупностью понимаются не известные нам данные о протекании процесса за бесконечный (или очень большой конечный) отрезок времени до и после времени, когда производились выборочные наблюдения. Ввиду того что объем выборки ограничен, необходимые характеристики процесса приходится получать на основе выборки приближенно, так как эти характеристики получаются существенно случайными.

Очевидным является стремление проводить указанную оценку характеристик наилучшим образом. Во-первых, для этого нужно быть уверенным в репрезентативности (представительности) выборки. В применении к гидрологическим рядам это требование сводится к соблюдению однородности наблюдений и исключению влияния хозяйственной деятельности человека на результаты наблюдений (забор воды на орошение, водоснабжение и др.). Во-вторых, необходимо находить наилучшие оценки искомых характеристик и иметь суждение об их точности и надежности. Исследовав качество той

или иной оценки, можно судить о достоверности полученных на основе выборки характеристик.

Так как речной сток большинства рек СССР является процессом непрерывным (лишь для некоторых он прерывается), для математического описания стока следовало бы вести непрерывные наблюдения за расходами воды в реке в течение достаточно длительного периода. Однако на большинстве гидрометрических постов СССР непрерывные наблюдения не только за расходами воды, но и за уровнями воды в реке еще не ведутся. В современных гидрологических ежегодниках обычно приводятся среднесуточные данные наблюдений за стоком рек. Следует отметить, что для подавляющего большинства рек, представляющих интерес для водохозяйственного и в первую очередь энергетического использоания, разница между мгновенными расходами воды в реке в пределах суток и соответствующими среднесуточными расходами очень мала. Исключение составляют лишь реки со значительной долей интенсивного, но кратковременного ливневого питания и высокогорные реки с ледниковым питанием, зависящим от суточного хода температуры воздуха и интенсивности солнечной радиации.

В гидрологической и водохозяйственной практике для различных видов расчетов обычно используют разные интервалы осреднения, причем длительность их выбирается такой, чтобы практически, не снижая точности расчета, максимально уменьшить их трудоемкость. В разных расчетах наибольшее распространение получили суточные, декадные, месячные и годовые интервалы осреднения. При проведении расчетов сезонного регулирования стока обычно достаточно месячное, реже декадное, осреднение, так как колебания стока за более малые интервалы времени практически не оказывают влияния на результаты расчетов регулирования. В расчетах пропуска паводков при проектировании мероприятий по борьбе с наводнениями требуется суточное, а иногда и еще более краткосрочное осреднение.

Практика проектирования показывает, что в разных водохозяйственных и водноэнергетических расчетах не только возможны и допустимы, но и целесообразны различные значения временно́го осреднения исходных данных. Поэтому для решения большинства указанных задач целесообразно отказаться от описания колебаний речного стока в виде непрерывного случайного процесса

и представлять его в виде случайного процесса с дискретным временем. Представляется целесообразным при исследовании процесса колебаний речного стока и его математического описания исходить из принятого значения временного осреднения в том или ином водохозяйственном или гидрологическом расчете.

Исключение составляют лишь гидрологические прогнозы на основе физических моделей стока и аналитические методы управления режимами работы водохранилищ ГЭС, о которых кратко будет сказано в § 2.5, где представление о стоке как о непрерывном процессе широко используется.

В настоящее время в водохозяйственной и гидроэнергетической практике обычно исследуется поведение процесса в отдельном пункте. В этом случае одним из основных вопросов, возникающих при математическом описании процесса стока, является выбор наиболее подходящего для данного процесса теоретического *закона распределения вероятностей*.

При математическом описании речного стока в сложной энергетической системе, гидроэлектростанции которой расположены на нескольких реках, появляется необходимость выбора вида многомерной функции распределения вероятностей. Для многомерных функций никаких физических обоснований (кроме самых общих) относительно вида функций не имеется. Кроме того, недостаточность статистических данных, видимо, и не позволит в ближайшее время сделать относительно этого сколько-нибудь надежные выводы.

Для одномерных процессов в гидрологии функции распределения исследовались на протяжении многих лет, и в настоящее время имеется несколько теоретических кривых распределения вероятностей, которые используются в гидрологических расчетах. В СССР наиболее употребительным являются *двух- и трехпараметрическое гамма-распределения*. Первое из них часто называют *кривой Пирсона III типа*, второе — *распределением Крицкого—Менкеля*. И то и другое распределения имеют область, где функция отлична от нуля: $(0, \infty)$. Принимая в качестве верхней границы $+\infty$, гидрологи считают, что такое событие имеет практически нулевую вероятность.

Гидрологи, принимая в качестве нижней границы речного стока нуль, предполагали, что на реальных,

а особенно крупных реках гидрологические характеристики практически никогда не снижаются до нуля (если не говорить о пересыхающих или перемерзающих реках). Это больше всего касается среднегодовых и тем более максимальных расходов воды. Трудно представить себе снижение до нуля даже минимальных расходов воды на крупных реках умеренного климата.

Появление нуля в качестве нижней границы рассматривается как чрезвычайно маловероятное событие, тождественное абсолютному пределу снижения расходов воды в реке.

Кривая Пирсона III типа имеет следующий вид:

$$F(Q, \overline{Q}, \gamma, 1) = \begin{cases} \dfrac{\gamma^{\gamma}}{\Gamma(\gamma)\,\overline{Q}} \displaystyle\int_0^Q e^{-\gamma \frac{t}{\overline{Q}}} \left(\frac{t}{\overline{Q}}\right)^{\gamma-1} dt & \text{при } Q \geqslant 0; \\ 0 & \text{при } Q < 0. \end{cases} \tag{2.5}$$

Трехпараметрическое гамма-распределение Крицкого—Менкеля имеет следующий вид:

$$F(Q, \overline{Q}, \gamma, b) = \begin{cases} \left[\dfrac{\Gamma(\gamma+b)}{\Gamma(\gamma)}\right]^{\frac{\gamma}{b}} \dfrac{1}{\Gamma(\gamma)\,\overline{Q}b} \displaystyle\int_0^Q e^{-\left[\frac{\Gamma(\gamma+b)\,t}{\Gamma(\gamma)\,\overline{Q}}\right]^{\frac{1}{b}}} \left(\frac{t}{\overline{Q}}\right)^{\frac{\gamma}{b}-1} dt & \text{при } Q \geqslant 0; \\ 0 & \text{при } Q < 0. \end{cases} \tag{2.6}$$

Нетрудно видеть, что (2.5) — есть частный случай (2.6) при $b=1$.

Для задания функции (2.6) необходимо вычислить по ряду наблюдений три параметра:

1) средний расход реки

$$\overline{Q} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i}{n}, \tag{2.7}$$

где n — объем выборки. В математической статистике аналогичная характеристика называется математическим ожиданием. Этот термин, хотя он имеет более сложный смысл и несколько иную формулу для вычислений, будем впоследствии также использовать;

2) коэффициент изменчивости или вариации

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (Q_i - \overline{Q})^2}{\overline{Q}^2 (n-1)}}, \qquad (2.8)$$

который связан с параметром γ соотношением

$$\gamma = \frac{1}{C^2_v}. \qquad (2.9)$$

Коэффициент изменчивости является одной из характеристик интенсивности колебаний расходов реки вокруг среднего значения.

Другими такими характеристиками в статистике являются: дисперсия D и стандарт σ (среднее квадратическое отклонение). Эти характеристики связаны соотношениями:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (Q_i - \overline{Q})^2}{n-1}}; \quad \sigma = \sqrt{D}; \; D = \sigma^2; \quad C_v = \frac{\sigma}{\overline{Q}}; \qquad (2.10)$$

3) коэффициент асимметрии

$$C_s = \frac{\sum_{i=1}^{n} (Q_i - \overline{Q})^3 n}{\sigma^3 (n-1)(n-2)}. \qquad (2.11)$$

Этот параметр характеризует степень асимметричности распределения. Если положительные отклонения (многоводные годы) повторяются реже, чем отрицательные (но зато обладают более значительным размахом), то асимметрия считается положительной. Положительная асимметрия имеет место на большинстве рек СССР.

Для распределения (2.5) коэффициент асимметрии жестко связан с коэффициентом изменчивости

$$C_s = 2C_v. \qquad (2.12)$$

Если коэффициент асимметрии равен нулю, то кривая распределения становится симметричной. Наиболее разработанным и известным в статистике и теории вероятностей симметричным распределением является

распределение Гаусса, или нормальное распределение

$$F(X)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\int_{-\infty}^{X} e^{-\frac{t^2}{2}}dt. \qquad (2.13)$$

В непосредственном виде это распределение в гидрологии употребляется редко. Однако его разработанность и простота привлекают к нему внимание многих гидрологов. Одним из возможных приемов его использования является нормализация или трансформация гидрологических величин.

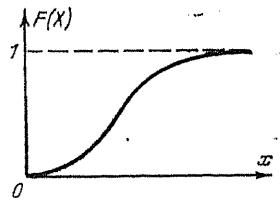


Рис. 2.3. Функция распределения вероятностей непрерывной случайной величины.

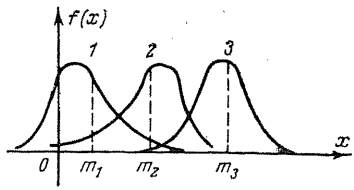


Рис. 2.4. Плотности распределения случайных величин с положительной (*1*), отрицательной (*2*) и нулевой (*3*) асимметрией.

В последнее время в гидрологии все чаще применяется логарифмически нормальное распределение, описываемое функцией

$$F(Q,a,\sigma)=\begin{cases}\dfrac{1}{\sqrt{2\pi}\,\sigma}\displaystyle\int_0^Q e^{-\frac{(\ln t-a)^2}{2\sigma^2}}dt & \text{при } Q\geqslant 0;\\ 0 & \text{при } Q<0.\end{cases} \qquad (2.14)$$

Для этого распределения асимметрия положительна, а коэффициент асимметрии жестко связан с коэффициентом вариации и определяется выражением

$$C_s=3C_v+C^3{}_v. \qquad (2.15)$$

Использование логарифмически нормального распределения наиболее эффективно для описания стока нескольких рек — многомерный случай.

Функции распределения вероятностей $F(Q)$ имеют вид, показанный на рис. 2.3.

Производная $f(Q)$ функции распределения $F(Q)$ характеризует плотность, с которой распределяются значения случайной величины в данной точке, и называется плотностью распределения (плотностью вероятности):

$$F'(Q)=f(Q). \tag{2.16}$$

Кривая, изображающая плотность распределения, называется кривой распределения. На рис. 2.4 показаны асимметричные распределения с $C_s>0$ и с $C_s<0$.

В гидрологии наиболее часто употребляют интегральные выражения для распределений, называемые кривыми обеспеченности — зависимости между величинами и вероятностью их достижения или превышения. Кривые обеспеченности представлены на рис. 2.5. Здесь нанесены:

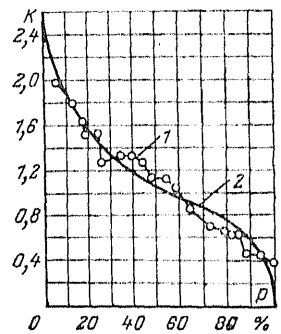


Рис. 2.5. Эмпирическая (*1*) и аналитическая (*2*) кривые обеспеченности годового стока р. Южный Буг (в модульных коэффициентах).

1) аналитическая или теоретическая кривая, которая строится с помощью специальных таблиц ординат кривых обеспеченности (разных для различных распределений) по параметрам, определяемым формулами (2.7), (2.8) и (2.11).

Для распределения Пирсона III типа Фостером и Рыбкиным, а для трехпараметрического гамма-распределения С. Н. Крицким и М. Ф. Менкелем такие таблицы были составлены и широко представлены в гидрологической литературе. Нормальное распределение является частным случаем этих двух распределений при нулевой асимметрии;

2) эмпирическая кривая обеспеченности, для построения которой ряд наблюдений располагается в убывающем порядке и каждому его значению приписывается определенная вероятность превышения (в процентах) в соответствии со следующей формулой:

$$P=\frac{m}{n+1}\,100\%, \tag{2.17}$$

где n — объем выборки; m — порядковый номер данного члена в убывающем ряду.

Нетрудно заметить, что кривая обеспеченности и кривая продолжительности (см. § 2.1) отличаются друг от друга только своими абсциссами.

Для удобства аппроксимации кривых обеспеченности для разных распределений разработаны специальные логарифмические сетки координат, называемые клетчатками вероятности (рис. 2.6). Их использование понятно из приведенного рисунка. Теоретическая кривая обеспеченности на такой клетчатке превращается в прямую или слабо искривленную линию. Клетчатка позволяет легче подбирать по «эмпирическим» точкам аппроксимирующее аналитическое выражение, производить экстраполяцию за пределы наблюдений. Использование клетчатки позволяет все области кривых представить на одном графике обыкновенного размера с необходимой нам точностью изображения.

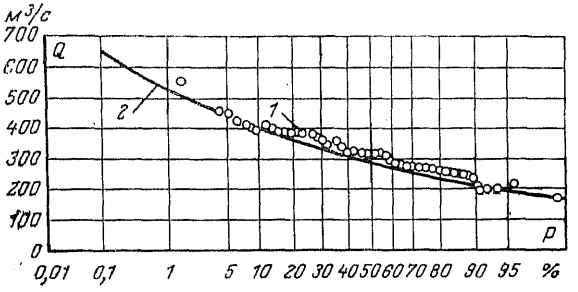


Рис. 2.6. Эмпирическая (*1*) и аналитическая (*2*) кривые обеспеченности годового стока р. Оки у г. Калуги на клетчатке вероятности.

На практике получила широкое распространение клетчатка вероятностей Хазена, которая линеаризует нормальное распределение, оставляя при этом масштаб по оси рассматриваемых случайных величин (в нашем случае — стока или расхода воды в реке).

2.3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РЕЧНОГО СТОКА

При проведении некоторых водноэнергетических и водохозяйственных расчетов, особенно расчетов регулирования речного стока водохранилищами ГЭС, ограничиться только определением стока и вероятностей превыше-

ния не удается. В этих расчетах важной является последовательность изменения стока во времени. Закономерности такого изменения изучаются в специальном разделе математики — теории временных рядов. По этой теории в настоящее время основными характеристиками исследуемого процесса считаются автокорреляционная или автоспектральная функции.

Для вычисления коэффициентов корреляции в автокорреляционной функции применяется уравнение

$$r_\tau = \frac{\sum_{l=1}^{n-\tau} (Q_l - \overline{Q}_l)\,(Q_{l+\tau} - \overline{Q}_{l+\tau})}{\sigma_l \sigma_{l+\tau}\,(n-\tau-1)}, \qquad (2.18)$$

где n — число членов ряда; τ — порядок сдвига, изменяющийся от 0 до m ($\tau = 0, 1, 2, \ldots, m$); Q_l — расходы воды, включающие значения от $Q_l = Q_1$ до $Q_l = Q_{n-\tau}$; $\overline{Q}_l$ и σ_l — среднее значение расходов воды и стандарт для этой части ряда наблюдений (от 1 до $n - \tau$); $Q_{l+\tau}$ — расходы воды, включающие значения от $Q_{l+\tau}$ до Q_n; $\overline{Q}_{l+\tau}$ и $\sigma_{l+\tau}$ — среднее значение расходов воды и стандарт для этой части ряда наблюдений (от $1+\tau$ до n).

Вид автокорреляционной функции представлен на рис. 2.7. Автоспектральная функция в гидрологии обычно определяется с помощью уравнения

$$S(T) = 2\left[1 + 2\sum_{\tau=1}^{m}\left(1 - \frac{\tau}{m+1}\right) r_\tau \cos\frac{2\pi\tau}{T}\right], \qquad (2.19)$$

где T — период, а остальные обозначения прежние.

Для среднегодового стока рек в зависимости от вычисленных коэффициентов корреляции в автокорреляционных функциях, вида автоспектральных функций, точности и надежности их вычисления по коротким выборкам в гидрологии применяются различные математические модели.

В настоящее время наиболее разработанными являются стационарные случайные процессы, протекающие во времени приблизительно однородно и имеющие вид случайных колебаний вокруг некоторого

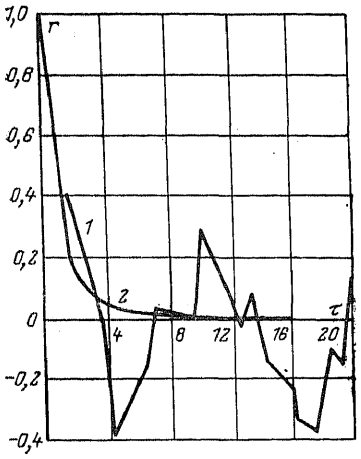


Рис. 2.7. Автокорреляционная функция гидрологического ряда р. Нарына (г. Уч-Курган).
1 — эмпирические данные; *2* — простая марковская цепь.

среднего значения, причем ни средняя амплитуда, ни характер этих колебаний не обнаруживают существенных изменений с течением времени.

Следует отметить, что при рассмотрении среднегодового стока по существу приходится использовать одну реализацию случайного процесса. 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.

Сформулированное математически, *эргодичное свойство случайной функции заключается в том, что для нее среднее по времени (на достаточно большом участке наблюдений) приближенно равно среднему по множеству наблюдений*. Можно доказать, что достаточным условием эргодичности стационарной случайной функции является приближение ее корреляционной функции к нулю при возрастании промежутка τ.

В колебаниях годового стока рек 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 расчетов получило широкое распространение представление многолетних колебаний стока рек как случайного процесса, описываемого математически цепями Маркова (авторегрессионные модели).

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 от года к году.

Другой важной причиной коррелированности стока во времени может быть влияние на него испарения. Эта характеристика, в значительной степени определяющая сток многих рек, в настоящее время исследована совершенно недостаточно.

Корреляционная функция простого марковского процесса представлена на рис. 2.7. Для вычисления коэффициентов автокорреляции в простой марковской цепи используется следующее выражение:

$$r_\tau = r_1^\tau, \qquad (2.20)$$

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

Самой простой моделью колебания годового стока является модель, когда $r_1=0$, т. е. когда отсутствует связь между стоком смежных лет. Эта модель в течение многих лет широко использовалась в водохозяйственной практике. В настоящее время она уступила место простой цепи Маркова, которая для некоторых рек СССР также оказывается недостаточной. В этом случае используется сложная, или многозвенная, марковская цепь. Соответствующие этим моделям уравнения будут даны в § 2.4.

В зависимости от вида распределения вероятностей, применяемых в модели, различается довольно большое число подмоделей. Это связано с необходимостью использования корреляции, соответствующей тому или иному распределению вероятностей. Следует отметить, что хорошо разработанной в математике является лишь нормальная корреляция. Поэтому все модели, использующие распределения, отличные от нормального, либо являются приближенными, либо не распространяются на многомерный случай.

В математических моделях стока, как уже упоминалось выше, весьма эффективны трансформации ги-

дрологических величин, в первую очередь логарифмические.

Указанные трансформации становятся особенно эффективными при переходе от годового шага дискретизации к более малым (месяц, декада). В этом случае для стока имеется много реализаций процесса (а не одна) и математические модели речного стока могут быть другими. Чаще всего в этом случае для описания колебаний речного стока используется вероятностная модель, называемая случайным процессом с дискретным

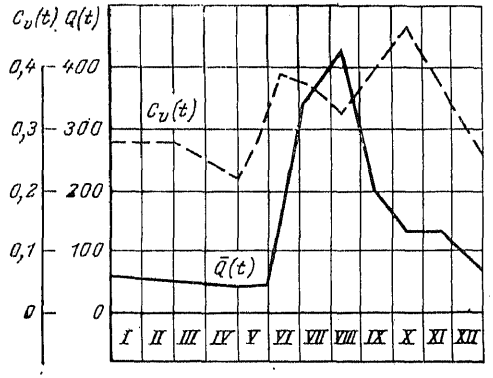


Рис. 2.8. Математическое ожидание и коэффициент вариации случайной функции месячных расходов притока в оз. Имандра.

временем. Эта модель применительно к сложной водохозяйственной системе представляет собой семейство случайных величин Q_t, принимающих только действительные и положительные значения, где t пробегает множество целых чисел.

Расходы воды, притекающей к каждому водохранилищу, составляют указанное выше семейство случайных величин и рассматриваются как случайный вектор, компоненты которого стохастически связаны в силу некоторой общности ландшафтных и климатических условий стокообразования. Однако эти компоненты не подчинены никаким дополнительным условиям в виде неравенства $Q_1 \geqslant Q_2 \geqslant \ldots \geqslant Q_n$, так как в построениях используются не расходы воды в створе реки, а боковые притоки между створами.

Рассмотренная выше вероятностная модель охватывает очень широкий круг явлений и представляется достаточно общей.

Расходы воды за одноименные отрезки времени за много лет рассматриваются как сечение случайной функции. Такой метод требует принятия гипотезы о распределении вероятностей для месячных (декадных) расходов воды, а также определения параметров распределения для отдельных месяцев. На рис. 2.8 представлены среднемесячные расходы воды и коэффициенты вариации притока в оз. Имандра. Как видно, эти параметры широко изменяются для различных месяцев и требуется вычисление коэффициентов корреляции между стоком отдельных месяцев.

Для проведения водноэнергетических расчетов математические модели речного стока используются либо в аналитическом виде, либо в графоаналитическом (так называемый композиционный метод), либо с помощью статистического моделирования.

2.4. СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛУЧАЙНЫХ ПРОЦЕССОВ В ГИДРОЛОГИИ

При проектировании и эксплуатации сложных систем в настоящее время широко используются методы моделирования. Для водохозяйственных систем широко применяются методы статистического моделирования, которые часто называют также методами статистических испытаний (Монте-Карло).

Метод Монте-Карло сравнительно недавно (всего 15—20 лет) начал применяться для решения многих научных и инженерных задач самого различного характера. Применение этого метода особенно целесообразно тогда, когда алгоритмы решения задач являются настолько сложными, что аналитическое решение практически не представляется возможным.

Под методом Монте-Карло обычно понимается *совокупность приемов, позволяющих получать решения математических задач при помощи многократных случайных испытаний.* Оценки искомой величины выводятся статистическим путем и носят вероятностный характер. Решение задачи производится путем моделирования математической или физической сущности этой задачи и использования затем законов больших чисел теории вероятностей. Таким образом, по методу Монте-Карло вместо вычисления ряда сложных аналитических выражений экспериментальным путем статистического моделирования определяются значения искомых вероятностей или математических ожиданий.

Применительно к гидрологии и регулированию стока основная идея этого метода заключается в *создании математической модели, которая соответствует закономерностям моделируемых процессов — процесса речного стока и процесса водопотребления.* Основным критерием подобия моделируемого и исходного рядов принимается соответствие их функций распределения вероятностей и некоторых других характеристик.

Следует заметить, что термин «моделирование» не следует отождествлять с термином «прогнозирование». Так, полученные в резуль-

тате моделирования гидрологического ряда длиной в 1000 лет расходы воды и их последовательность появления не означают, что они повторятся в будущем. Статистические испытания дополняют календарный ряд наблюдений, который является лишь вариантом чередования маловодных и многоводных лет и сезонов, множеством других вариантов, возможных при принятых допущениях относительно закономерностей колебания стока рек.

Основной целью использования искусственных гидрологических рядов является всесторонний анализ будущей работы проектируемой сложной системы, который невозможен при использовании только календарного ряда наблюдений. Метод Монте-Карло в водохозяйственных и водноэнергетических расчетах дает возможность оценить точность проведения таких расчетов.

Генерирование случайных чисел на ЭВМ, необходимое при использовании метода Монте-Карло, имеет определенную специфику. С рассмотрения этих вопросов целесообразно начать описание метода Монте-Карло для моделирования гидрологических рядов.

Для моделирования любого заданного случайного процесса с помощью метода Монте-Карло необходимо воспроизводить последовательности случайных чисел, соответствующих некоторым фиксированным законам распределения вероятностей. Обычно, для того чтобы получить значение случайной величины с заданным законом распределения, на ЭВМ используются равномерно распределенные случайные числа.

Математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение равномерно распределенных в интервале (0,1) случайных чисел соответственно равны:

$$\xi = 0{,}5; \quad \sigma_\xi = \frac{1}{2\sqrt{3}} \approx 0{,}28868. \tag{2.21}$$

Для всех серийных отечественных ЭВМ разработаны датчики равномерных случайных чисел, которые прошли необходимые статистические проверки и могут быть использованы в проектных проработках без дополнительных испытаний.

Для моделирования случайных чисел с любым законом распределения вероятностей может быть использовано основное соотношение, связывающее случайные числа с любым заданным 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

$$\int_{-\infty}^{x_i} f(x)\,dx = \xi_i. \tag{2.22}$$

Необходимо отметить, что в большинстве практически важных случаев уравнение (2.22) точно не решается относительно x_i (в том числе и при нормальном распределении). Поэтому в практических приложениях обычно используются приближенные приемы указанного преобразования случайных чисел.

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

$$f(x)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma}e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} \tag{2.23}$$

случайные числа x_i получают в виде сумм последовательных случайных чисел ξ_i, имеющих равномерное распределение в интервале (0, 1):

$$x_i=\xi_1+\xi_2+\ldots+\xi_n. \tag{2.24}$$

Сумма (2.24) имеет распределение, близкое к нормальному, уже при сравнительно небольших $n=5\div8$. Для улучшения асимптотической нормальности случайных чисел весьма часто пользуются специальными преобразованиями. Они подробно описаны в математической литературе.

При использовании логарифмически-нормального распределения алгоритм получения случайных чисел с математическим ожиданием M и дисперсией D достаточно прост:

1) вычисляют параметры

$$a=\ln\frac{M}{\sqrt{1+\frac{D}{M^2}}}; \tag{2.25}$$

$$\sigma=\sqrt{\ln\left(1+\frac{D}{M^2}\right)}; \tag{2.26}$$

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

3) получают логарифмически-нормальную случайную величину с заданными параметрами с помощью выражения

$$\eta=e^x. \tag{2.27}$$

Для других распределений способы приближенного преобразования случайных чисел на ЭВМ иные. Наибольшее распространение получили следующие:

1) решение уравнения (2.22) посредством аппроксимации подынтегральной функции полиномами или другими функциями, обеспечивающими удобство преобразования случайных чисел;

2) случайная выборка из таблиц, содержащих заблаговременно рассчитанные решения уравнения (2.22) (так называемое «перемешивание таблиц»);

3) численное решение уравнения (2.22) в процессе преобразования случайных чисел.

Использование первого способа для моделирования гидрологических рядов до сих пор не производилось. В настоящее время часто в проектной практике используется второй способ. Этому способствовало наличие широко распространенных в гидрологии таблиц ординат кривых обеспеченности (см. § 2.3).

Если годовой сток реки считать независимым событием, то использование указанных таблиц для моделирования искусственного стокового ряда чрезвычайно просто. Для этого, приравнивая последовательно каждое случайное равномерное число ξ_i к обеспеченно-

сти p_i при заданной норме стока $\bar{Q}$, коэффициенте вариации C_v и асимметрии C_s по соответствующей таблице, можем получить последовательность расходов Q_i с помощью следующего выражения:

$$Q_i = \bar{Q} K_{p_i} (\xi_i = p_i;\ C_v). \qquad (2.28)$$

Таблицы значений кривой обеспеченности для разных соотношений C_s и C_v приводятся, как правило, в виде отклонений ординат кривой обеспеченноси от середины. Таблица отклонений ординат кривой обеспеченности от середины имеет на входе p и C_s. Поэтому расчетное уравнение для моделирования при ее использовании несколько изменяется:

$$Q_i = \bar{Q} + \Phi_i (\xi_i = p_i;\ C_s)\sigma, \qquad (2.29)$$

где σ — стандарт; Φ_i — отклонение ординаты, которое зависит от C_s и $\xi_i = p_i$. В остальном моделирование ряда по уравнению аналогично указанному выше.

Следует заметить, что, используя одну строку таблицы отклонений для $C_s = 0$, можно по уравнению (2.29) производить моделирование величин, подчиняющихся нормальному распределению вероятностей. А если вместо расходов использовать их логарифмы, то можно моделировать ряды с логарифмически-нормальным законом распределения вероятностей.

Так как процесс речного стока чаще всего не является процессом независимым ни во времени, ни в пространстве, то для гидрологии наибольший интерес представляют способы получения коррелированных чисел на ЭВМ.

В основе получения коррелированных чисел с различными законами распределения вероятностей на ЭВМ обычно лежат случайные числа с нормальным распределением. Это объясняется тем, что при любых линейных преобразованиях независимых нормально распределенных чисел свойство нормальности распределений сохраняется. Поэтому достаточно общая трехшаговая схема моделирования случайных, но коррелированных величин с отличным от нормального распределения выглядит следующим образом:

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

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

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

Указанное преобразование может быть сведено к задаче приближения непрерывных функций многочленами, а наибольшие трудности обычно возникают при установлении зависимостей между соответствующими коэффициентами корреляции. Следует заметить, что иногда, если указанную выше зависимость между соответствующими коэффициентами корреляции не удается найти аналитическим путем, можно использовать эмпирический способ с помощью статистического моделирования.

Уместно отметить, что в гидрологии кроме статистического моделирования часто применяются модели физические или математические, использующие генетические зависимости между осадками и речным стоком. Нередко их называют детерминистическими моделями.

В том случае, когда физику процесса и количественные соотношения между отдельными элементами водного баланса установить не удается, в гидрологии нередко используются приемы, получившие наименование «черный ящик», т. е. по связи между информацией на входе и выходе данной системы определяют искомые зависимости, которые затем используют в качестве прогностических.

В непосредственном виде такие детерминистическо-вероятностные модели речного стока для водноэнергетических расчетов не используются. Их главное назначение — краткосрочные гидрологические прогнозы.

2.5. ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОГНОЗЫ

В Советском Союзе гидрологические прогнозы разрабатываются и выпускаются Государственным комитетом СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды. Прогнозы публикуются в специальных бюллетенях гидрометеорологического центра.

В настоящее время в СССР ежегодно выпускается свыше 10 тыс. долгосрочных и свыше 100 тыс. краткосрочных гидрологических прогнозов и предупреждений. Прогнозы выдаются для отдельных отраслей народного хозяйства. Для гидроэнергетики наибольшее значение имеют долгосрочные прогнозы или сведения об ожидаемой водности в предстоящем сезоне, квартале и месяце, ожидаемых сроках появления льда и ледостава, сроках вскрытия рек и начале половодья и т. д. Для районов интенсивного орошения выдаются прогнозы ожидаемой водности рек за вегетационный период и т. д. Заблаговременность гидрологических прогнозов не превышает 3—5 мес, а наиболее достоверными из долгосрочных являются прогнозы на один месяц. Для водохранилищ годового, а тем более многолетнего регулирования стока такая заблаговременность не является достаточной для непосредственного использования прогнозов при эксплуатации.

Что касается точности прогнозов, то для 46 наиболее крупных водохранилищ обеспеченность ошибки квартальных и месячных прогнозов, равной +20%, составляет для разных бассейнов от 75 до 90%. Это означает, что в одном случае из 4—10 ошибка прогноза может превосходить 20%.

Если заблаговременность прогнозов существенно меньше цикла регулирования речного стока водохранилищем, то прогнозы могут играть лишь вспомогательную роль при эксплуатации гидроэлектростанций с водохранилищами.

В основе указанных выше прогнозов лежат методы и самые разные исходные данные о снегозапасах в бассейне реки, о циркуляции атмосферы и т. д. Круг используемых исходных данных и сами методы прогнозирования гидрологических явлений постоянно совершенствуются. Особое внимание уделяется увеличению оправдываемости (точности) тех прогнозов, которые регулярно выдаются Гидрометцентром СССР. Под точностью понимается отношение среднеквадратической ошибки прогноза к безусловной стандартной ошибке исходного ряда наблюдений.

Кроме того, во многих организациях ведутся интенсивные поиски и научные исследования с целью увеличения заблаговременности гидрологических прогнозов. Особое внимание уделяется сверхдолгосрочным прогнозам стока рек на один год. Потребности народного хозяйства страны в таких прогнозах велики. Их экономическая эффективность могла бы быть очень высокой.

Как и любые прогнозы природных явлений, сверхдолгосрочные гидрологические прогнозы могут иметь только вероятностный характер, т. е. они могут представляться в виде некоторой функции распределения вероятностей. Замена этой функции на некоторую детерминированную величину возможна лишь в том случае, если ошибка прогноза несоизмерима меньше, чем математическое ожидание этой величины.

На практике нередко бывает затруднительно использовать всю информацию о вероятностном характере стока и его рассматривают в качестве детерминированной величины.

Обычно для сверхдолгосрочного прогноза будущего используется информация о настоящем и прошлом. Применительно к годовому стоку рек такой информацией являются данные наблюдений за речным стоком, осадками, испарением, глубиной промерзания грунта и некоторыми другими геофизическими процессами. Эти процессы либо могут оказывать непосредственное влияние на речной сток, либо зависеть от тех же природных процессов, что и речной сток. Однако такого рода сверхдолгосрочные прогнозы не дали достаточно эффективных результатов и поэтому они еще далеки от возможности практического использования.

2.6. ИСХОДНАЯ ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Для проведения практически всех водноэнергетических и водохозяйственных расчетов используется гидрологическая исходная информация.

Главным источником получения данных о гидрологических явлениях и процессах на реках, озерах, водохранилищах служит опорная и специализированная сеть станций и постов наблюдения. За разными явлениями наблюдения ведутся с неодинаковой периодичностью. В настоящее время накоплены данные наблюдений за существенно различный для разных пунктов период времени примерно по 35 тыс. пунктам.

Данные наблюдений за различными гидрометеорологическими элементами при проведении водноэнергетических и водохозяйственных расчетов могут быть использованы в виде:

1) непосредственных рядов наблюдения (временных рядов) с последующей (при необходимости) статистической обработкой результатов расчетов;

2) математических моделей рассматриваемых процессов и явлений, построенных на основании статистической обработки рядов наблюдений;

3) гидрологических или метеорологических прогнозов разной заблаговременности и оправдываемости, выдаваемых с помощью тех или иных методов и моделей на основании данных наблюдений за рассматриваемыми или определяющими его явлениями и процессами.

Таким образом, в основе всех видов гидрологической информации лежат данные наблюдений за речным стоком и другими гидрометеорологическими элементами.

Следует заметить, что естественный сток очень многих рек уже в настоящее время существенно нарушен и подвергается систематическим изменениям во все увеличивающихся масштабах в результате эксплуатации водохранилищ и значительных изъятий воды для целей водоснабжения, орошения и т. п. С течением времени на многих реках и озерах данные наблюдений будут терять однородность, а их восстановление к естественным условиям стока становится все сложней. В восстановленные ряды вносится дополнительная, иногда существенная погрешность. Использование восстановленных рядов нередко оказывается нецелесообразным, и в проектной практике ограничиваются короткими рядами наблюдений за стоком, не нарушенным хозяйственной деятельностью. Все сказанное свидетельствует о том, что гидрологические ряды наблюдений, которые могут явиться основой водохозяйственных и водноэнергетических расчетов, на многих хорошо освоенных в хозяйственном отношении европейских и некоторых азиатских реках как в настоящее время, так и в будущем мало изменятся по продолжительности, т. е. останутся сравнительно небольшими. Это предъявляет определенные требования к методам обработки гидрологических рядов, особенно к методам, используемым для создания математических моделей стоковых явлений и процессов.

Вид и объем гидрологической информации, которой пользуются на разных этапах развития водного хозяйства для тех или иных водноэнергетических и водохозяйственных расчетов, существенно зависят от цели расчета или типа решаемой задачи, метода проектирования, а также от глубины регулирования речного стока водохранилищами.

Эти расчеты в зависимости от цели водохозяйственных расчетов или типа решаемых задач можно разделить на две большие группы: проектные и эксплуатационные.

Отличие проектных водохозяйственных и водноэнергетических расчетов от эксплуатационных заключается в том, что при существующей заблаговременности гидрологических прогнозов проектные расчеты не могут проводиться на основе прогнозов. В эксплуатационных расчетах прогнозы всегда необходимо учитывать, так как иногда при отсутствии регулирования стока (см. гл. 10) они являются единственной основой водохозяйственных расчетов. Чаще всего при эксплуатации энергетических и водохозяйственных систем с водохранилищами используются результаты водохозяйственных расчетов, основанных на данных наблюдений в сочетании с расчетами по моделям.

Данные наблюдений за различными гидрологическими и метеорологическими элементами в непосредственном виде являются основой большинства водохозяйственных и водноэнергетических расчетов при проектировании на всех этапах развития водного хозяйства.

При необходимости учета развития системы (начальное наполнение крупных водохранилищ) только данных наблюдения недостаточно и в качестве основы проектирования обязательно привлекаются математические (статистические) модели речного стока. При проектировании системы на определенные статические уровни возможно использование и упрощенной гидрологической основы — так называемых характерных расчетных лет (а не всего ряда наблюдений).

Как правило, последний случай имеет место при проектировании очень крупных энергетических систем с гидроэлектростанциями, когда использование всего ряда наблюдений за стоком рек оказывается чрезвычайно трудоемким и с достаточной для проектирования точностью используются отдельные расчетные периоды или годы.

Аналогичная информация часто используется и при проектировании больших водохозяйственных систем, включающих межбассейновые переброски речного стока.

Следует, однако, заметить, что при учете динамики развития систем только данных гидрологических наблюдений, как правило, оказывается недостаточно для проведения различных водноэнергетических и водохозяйственных расчетов. В этом случае требуется использовать искусственные гидрологические ряды и ряды других гидрометеорологических элементов.

От глубины (вида) регулирования речного стока водохранилищами (см. § 10-2) в первую очередь зависит шаг дискретизации гидрологических исходных данных: чем глубже регулирование стока, тем более крупные интервалы осреднения можно использовать в расчетах без уменьшения их точности.

Рассмотрим вкратце взаимосвязь гидрологических исходных данных и цели расчета проектирования.

При отсутствии водохранилищ данные наблюдений за речным стоком всегда были достаточным основанием для водохозяйственного проектирования.

Для водохранилищ с глубиной регулирования речного стока не выше годового обоснование параметров водохранилищ, построение диспетчерских правил управления режимом их работы и оценку гарантированных и среднемноголетних величин отдач водохранилищ практически всегда с нужной точностью можно выполнить непосредственно по ряду наблюдений, если его длина составляет не менее 25—30 лет.

Для некоторых проектных расчетов, когда требуется принять решения о гидрологических явлениях редкой повторяемости, данных непосредственных наблюдений за гидрометеорологическими элементами, как правило, оказывается недостаточно. В этом случае в гидрологии используются различные математические приемы описания процесса стока или математические модели стока, а при проектировании гидроузлов и водохранилищ применяют с помощью этих моделей экстраполяцию искомых характеристик.

В качестве примеров можно привести проектирование водосбросных сооружений плотин, обеспечивающих безопасность гидроузла при любой глубине регулирования речного стока.

Достаточно сложным случаем является проектирование водохранилищ многолетнего регулирования речного стока. Для этого случая регулирования только рядов наблюдения за речным стоком, как правило, оказывается недостаточно и при проектировании обычно широко используются различные виды математических моделей речного стока, в том числе искусственные гидрологические ряды, а иногда и ряды некоторых метеорологических элементов.

В очень редких случаях при проектировании пропуска половодий через сравнительно небольшие водо-

хранилища неглубокого сезонного регулирования речного стока (например, водохранилища на Волге) уже при проектировании гидроузлов учитываются возможности получения в эксплуатационных условиях прогноза объема и сроков начала половодья на реке.

Таким образом, при проектировании энергетических и водохозяйственных систем и водохранилищ основной гидрологической информацией являются данные непосредственных наблюдений за изменениями речного стока.

При проектировании водопропускных сооружений гидроузлов, водохранилищ, предназначенных для борьбы с наводнениями, параметров и режимов работы отдельных гидроузлов и водохозяйственных систем используются различные гидрологические модели, которые, как правило, создаются на основе наблюдений за речным стоком и другими гидрометеоэлементами.

Для водохозяйственных и водноэнергетических расчетов многолетнего регулирования стока и при проектировании развивающихся водохозяйственных и энергетических систем гидрологическая информация используется в виде искусственных гидрологических рядов, смоделированных по методу Монте-Карло (см. § 2.4).

Прогнозы речного стока и других гидрометеоэлементов при существующей их заблаговременности являются при проектировании вспомогательной информацией.

Глава третья

БАЛАНС НАПОРОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Напор ГЭС — это показатель энергоемкости воды. Аналогичным показателем на ТЭС является калорийность энергетического топлива. Так же как и на ТЭС, на ГЭС не весь энергетический потенциал воды может быть превращен в механическую энергию. Часть его неизбежно теряется в процессе преобразования энергии. Непосредственно используется в гидроагрегате лишь рабочий напор, или напор турбинной установки, или напор нетто $H_т$. *Под $H_т$ принято понимать разность удельных энергий воды во входном сечении (2-2) в турбинную установку (турбинная камера) с максимально возможной площадью и выходном (4-4) сечении в нижнем*

бьефе с наивысшей отметкой (рис. 3.1). Удельная энергия потока определяется в соответствии с уравнением Бернулли. В этом случае $H_т$, м, можно определить как

$$H_т = H_а^{нетто} = H_а = Э_2^{уд} - Э_4^{уд} \qquad (3.1)$$

при

$$Э_2^{уд} = z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v^2_2}{2g}; \qquad (3.2)$$

$$Э_4^{уд} = z_4 + \frac{p_4}{\rho g} + \frac{\alpha_4 v^2_4}{2g}. \qquad (3.3)$$

Здесь z — удельная потенциальная энергия положения, измеряемая высотой расположения данного живого

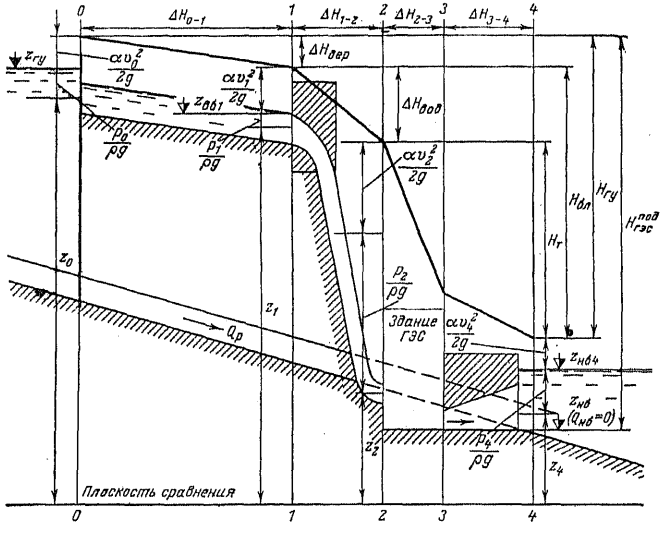


Рис. 3.1. Баланс напоров на ГЭС общего вида.

сечения водотока над некоторой заданной или принятой плоскостью сравнения; $p/\rho g$ — удельная потенциальная энергия давления в центре тяжести данного живого сечения водотока при p — удельном избыточном давлении в точке центра тяжести данного живого сечения водотока; ρ — плотность жидкости.

Для сечения *4-4* с открытой водной поверхностью

$$\frac{p_4}{\rho g} = \frac{p_4^{абс} - p^{атм}}{\rho g}, \qquad (3.4)$$

т. е. оно равно разности абсолютного и атмосферного давлений в точке *4* и выражается высотой погружения данной точки под свободную поверхность воды; $\alpha v^2/2g$ — удельная кинетическая энергия жидкости; α — коэффициент Кориолиса; g — ускорение свободного падения.

Из (3.1)—(3.3) следует, что практически единственно просто определяемой величиной является уровень нижнего бьефа $z_{нб4}=z_4+p_4/\rho g$. Все остальные величины могут быть получены с большими погрешностями. Кроме того, напор турбинной установки $H_т$ не полностью характеризует экономичность работы всей ГЭС в целом при заданном состоянии уровня верхнего бьефа $z_{вб}$ (или $z_{гу}$ для деривационной ГЭС).

Вследствие этого, а также в результате необходимости введения $z_{вб}$ в качестве основного расчетного параметра в водноэнергетические расчеты обычно используется понятие полного напора ГЭС, или напора блока гидроагрегата, или напора брутто — $H_{бл}=H_т^{брутто}$. Он рассчитывается по формуле

$$H_{бл}=H_т^{брутто}=Э_1^{уд}-Э_4^{уд}=\left(z_1+\frac{p_1}{\rho g}\right)-\left(z_4+\frac{p_4}{\rho g}\right)-$$

$$-\left(\frac{\alpha_1 v^2_1}{2g}-\frac{\alpha_4 v^2_4}{2g}\right)=(z_{вб1}-z_{нб4})-\Delta Э_{кин}. \qquad (3.5)$$

Скорость потока в сечении *1-1* обычно достаточно мала (0,5—1,0 м/с), т. е. $\alpha_1 v^2_1/2g\leqslant 0{,}06$ м. Входная скорость в турбинную камеру v_2 определяется ее видом и напором. Для малых напоров (до 25 м) $v_2\leqslant 2\div 5$ м/с, для средних (до 80 м) $v_2\leqslant 5\div 7$ м/с, для напоров от 80 до 300 м она изменяется от 7 до 11 м/с. Соответственно кинетическая энергия для указанных диапазонов напора находится в пределах 0,2—0,8; 1,3—2,5 и 2,5—6 м. Примерно такие значения имеет и скорость v_4. Вследствие этого разница в кинетической энергии — $\Delta Э_{кин}$ в (3.5) и тем более в (3.1) будет относительно мала и ее обычно учитывают лишь в эталонных расчетах.

Напор блока $H_{бл}$ для плотинных ГЭС обычно принимается равным геометрическому напору ГЭС, или разнице уровней бьефов гидроузла:

$$H_{бл}=H_{гэс}=z_{вб1}-z_{нб4}, \qquad (3.6)$$

так как для этих ГЭС скорости v_1, v_2 и v_4 относительно малы и тем более мала разница между ними.

Для деривационных ГЭС, особенно с напорной деривацией, где $z_{вб1}$ измерить нельзя, принимается напор гидроузла в целом $H_{гу}$, численно равный разности $z_{гу}$ и $z_{нб4}$:

$$H_{гу} = Э_0^{уд} - Э_4^{уд} = (z_{гу} - z_{нб4}) - \Delta Э_{кин}. \qquad (3.7)$$

Для плотинных ГЭС напор $H_т$ связан с $H_т^{брутто}$ соотношением

$$H_г = H_т^{брутто} - \Delta H_{1-4} = H_{бл} - \Delta H_{1-4} = z_{вб1} - z_{нб4} - \Delta H_{1-4}, \qquad (3.8)$$

где ΔH_{1-4} — неизбежные потери напора при работе ГЭС, связанные с транспортировкой воды от сечения *1-1* до сечения *4-4*.

Для деривационных ГЭС с напорной деривацией напор $H_т$ связан с другими напорами следующей зависимостью:

$$H_т = H_{гу} - \Delta H_{0-4} = z_{гу} - z_{нб} - \Delta H_{0-4}. \qquad (3.9)$$

Для деривационных ГЭС с безнапорной деривацией

$$H_т = H_{гу} - \Delta H_{0-4} = H_{бл} - \Delta H_{1-3}, \qquad (3.10)$$

где

$$H_{бл} = H_{гу} - \Delta H_{0-1}. \qquad (3.11)$$

Таким образом, можно выделить следующие виды потерь напора ГЭС в целом: $\Delta H_{0-1} = \Delta H_{дер}$ — потери в деривации; $\Delta H_{1-2} = \Delta H_{вод}$ — потери в напорных водоводах или водоподводящих сооружениях ГЭС; ΔH_{2-3} — потери напора в турбине и $\Delta H_{3-4} = \Delta H_{отв}$ — потери напора в отводящих сооружениях.

Все эти виды потерь связаны с реализацией определенного режима ГЭС при заданных $z_{гу}(z_{вб})$ и $z_{нб}$ у здания гидроэлектростанции. Однако сами величины $z_{гу}(z_{вб})$ и $z_{нб}$ также изменяются во времени в связи с требованиями участников энерговодохозяйственного комплекса, в котором работает ГЭС. Колебания $z_{гу}(z_{вб})$ и $z_{нб}$ также ведут к потерям напора и, как следствие, к потерям мощности ГЭС.

Для оценки степени использований гидроэнергопотенциала по напору ГЭС обычно вводят понятие подведенного к ГЭС напора $H_{гэс}^{под}$. Под $H_{гэс}^{под}$ принимают напор при заданной отметке верхнего бьефа и отметке нижне-

го бьефа при нулевом расходе, т. е. отметку дна нижнего бьефа ГЭС (рис. 3.2):

$$H_{\text{гэс}}^{\text{под}} = z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}} = 0) \text{ при } z_{\text{вб}} = \text{const}. \quad (3.12)$$

При осуществлении любого попуска воды в нижний бьеф уровень в нем повышается по сравнению с $z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}=0)$, т. е. имеют место потери напора за счет

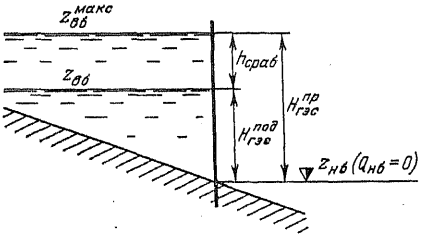


Рис. 3.2. Учет потерь напора в верхнем бьефе ГЭС.

нижнего бьефа. Тогда для плотинных ГЭС имеется следующая связь между $H_{\text{т}}$, $H_{\text{бл}}$ и $H_{\text{гэс}}^{\text{под}}$ при $z_{\text{вб}} = \text{const}$:

$$H_{\text{гэс}} = H_{\text{бл}} = H_{\text{гэс}}^{\text{под}} - \Delta H_{\text{нб}}; \quad (3.13)$$

$$H_{\text{т}} = H_{\text{гэс}}^{\text{под}} - \Delta H_{1-4} - \Delta H_{\text{нб}} = H_{\text{бл}} - \Delta H_{1-4} =$$
$$= z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}} = 0) - \Delta H_{1-4} - \Delta H_{\text{нб}}. \quad (3.14)$$

Аналогичная связь имеется между $H_{\text{т}}$, $H_{\text{бл}}$ и $H_{\text{гэс}}^{\text{под}}$ и для деривационных ГЭС, т. е. $H_{\text{бл}}$ меньше $H_{\text{гэс}}^{\text{под}}$ на величину потерь в нижнем бьефе, а $H_{\text{т}}$ учитывает еще и потери напора на самой ГЭС (ΔH_{0-4}).

Максимально возможное значение $H_{\text{гэс}}^{\text{под}}$ для нормальных условий данной ГЭС назовем проектным подведенным напором $H_{\text{гэс}}^{\text{пр}}$ (рис. 3.2).

В этом случае для плотинных ГЭС

$$H_{\text{гэс}} = H_{\text{бл}} = H_{\text{гэс}}^{\text{пр}} - \Delta H_{\text{вб}} - \Delta H_{\text{нб}}; \quad (3.15)$$

$$H_{\text{т}} = H_{\text{гэс}}^{\text{пр}} - \Delta H_{\text{вб}} - \Delta H_{1-4} - \Delta H_{\text{нб}} = z_{\text{вб}}^{\text{макс}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}} = 0) -$$
$$- \Delta H_{\text{вб}} - \Delta H_{1-4} - \Delta H_{\text{нб}} = H_{\text{бл}} - \Delta H_{1-4}, \quad (3.16)$$

где $\Delta H_{вб}=h_{сраб}$ — сработка водохранилища по отношению к $z_{вб}^{макс}$.

Для деривационных ГЭС в (3.15) и (3.16) добавляются еще потери в деривации, т. е. не ΔH_{1-4}, а ΔH_{0-4}.

Однако и проектный подведенный напор $H_{гэс}^{пр}$ не может полностью характеризовать степень использования гидропотенциала данного участка водотока $L_р$ (рис. 3.3). Покажем это на следующем примере.

Пусть на участке $L_р$ с уклоном дна $i_р$ с начальной отметкой водной поверхности при $Q_р$=const, равной $z^н_р$, и конечной $z^к_р$ предполагается построить ГЭС. Если

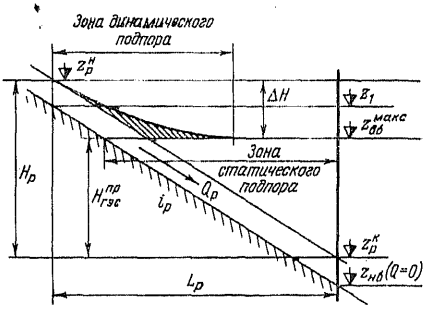


Рис. 3.3. Баланс напоров для заданного участка водотока с ГЭС.

принять, что $Q_р$=0, то максимальная отметка верхнего бьефа будет равна $z^н_р$. Однако тогда длина используемого участка будет больше $L_р$. Следовательно, за предельную отметку $z_{вб}$ можно принять $z_1<z^н_р$. Но $Q_р$ практически никогда не равно нулю. Это означает, что по законам гидравлики в верхнем бьефе возникает так называемая кривая подпора. Тогда с учетом кривой подпора необходимо будет принять $z_{вб}^{макс}<z_1<z^н_р$, что влечет за собой неизбежные для одиночной ГЭС потери напора за счет кривой подпора $\Delta H_{подп}$.

Взаимосвязь $H_{бл}$ и $H_т$ с $H_р$ можно представить следующим образом:

$$H_{гэс}^{пр}=i_р L_р-\Delta H_{подп}=H_р-\Delta H_{подп}=$$
$$=z^н_р-z_{нб}(Q_{нб}=0)-\Delta H_{подп}; \quad (3.17)$$
$$H_{гэс}=H_{бл}=H_{гэс}^{пр}-\Delta H_{вб}-\Delta H_{нб}=$$
$$=H_р-\Delta H_{подп}-\Delta H_{вб}-\Delta H_{нб}; \quad (3.18)$$

$$H_т = H_{бл} - \Delta H_{1-4} = H_р - \Delta H_{подп} - \Delta H_{вб} - \Delta H_{1-4} - \Delta H_{нб}. \quad (3.19)$$

Для деривационных ГЭС в (3.19) вводятся еще и потери в деривации, т. е. вместо ΔH_{1-4} берутся ΔH_{0-4}.

Из рассмотренного выше следует, что непосредственно превращается в механическую энергию вращения вала гидроагрегата только часть удельной энергии водотока $H_т$ из всей возможной к использованию для данного участка водотока $H_р$. Относительное влияние потерь каждой из составляющих напора $H_т$ в (3.19) будет зависеть от многих причин: схемы гидротехнических сооружений, способа распределения нагрузки между агрегатами, числа включенных агрегатов и т. д. Схема гидротехнических сооружений во многом определяется абсолютным значением используемого напора и ролью ГЭС в водохозяйственном комплексе.

По напору принято делить ГЭС на три группы: низконапорные — с напором до 25 м, средненапорные — с напором от 25 до 80 м и высоконапорные — с напором свыше 80 м. Причем в качестве напора в этой классификации используют напор ГЭС (на блоке), т. е. $H_{гэс}$, или геометрическую разницу уровней $z_{вб}$ и $z_{нб}$ для плотинных ГЭС и $z_{гу}$ и $z_{нб}$ для деривационных ГЭС. Использование $H_{гэс}(H_{бл})$ или $H_{гу}$ в энергетических расчетах вместо $H_т$ может привести к значительным погрешностям, особенно при расчетах низко- и средненапорных ГЭС. Так, для периода половодья на низконапорной Саратовской ГЭС ($H_{гэс}$=6÷8 м) напор $H_т$ может уменьшиться на 10—15% только за счет потерь напора в сороудерживающих сооружениях. На средненапорных ГЭС, кроме того, большие потери, достигающие нескольких метров, создаются в напорных водоводах. На деривационных ГЭС $H_т$ значительно отличается от $H_{бл}$ (на 8—12% от $H^{пр}_{гэс}$) и тем более от $H_{гу}$, так как при длинной деривации потери напора в ней также могут быть значительны — до 5—8% $H^{пр}_{гэс}$.

Существенно влияют на $H_т$ и потери напора в верхнем и нижнем бьефах. Так, на низконапорных ГЭС с длительным регулированием стока только за счет сработки — наполнения водохранилища $H_т$ может изменяться в течение года на 30% и более. Например, на Камской ГЭС при $H_{гэс}$=20 м $\Delta H_{вб}$=7,5 м, на Новосибирской ГЭС при $H_{гэс}$=20 м $\Delta H_{вб}$=7,0 м и т. д. С уче-

том колебаний нижнего бьефа пределы измерения $H_т$ на различные ГЭС достигают: на Камской от 10 до 20 м, на Новосибирской от 11 до 20 м, на Саратовской от 6 до 15 м и т. д.

На низконапорных ГЭС, совмещенных с водосливами, возможно некоторое увеличение $H_т$ в периоды половодья или паводков и наличие холостых сбросов воды за счет так называемого эффекта эжекции в нижнем бьефе. Под эжекцией понимают некоторое дополнительное понижение давления на выходе из отсасывающей

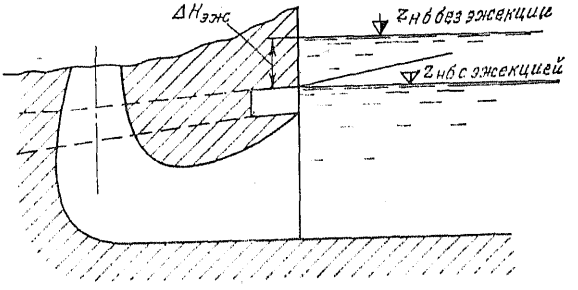


Рис. 3.4. Учет эффекта эжекции в нижнем бьефе ГЭС.

трубы при пропуске холостых сбросов с большими скоростями через здание ГЭС (рис. 3.4). За счет этого действующий напор на агрегате несколько повышается на $\Delta H_{эж}$ за счет «отгона» нижнего бьефа по сравнению с уровнем его без учета эжекции. Так, для Саратовской ГЭС в периоды половодья за счет эффекта эжекции можно увеличить $H_т$ и, следовательно, выработку ГЭС на несколько процентов.

В отличие от ТЭС и АЭС, которые работают только «параллельно» с точки зрения использования энергетического топлива, ГЭС могут работать в каскаде «последовательно» на одном водотоке. В этом случае они «последовательно» используют его и могут значительно влиять на энергетические показатели друг друга. В основном это влияние сказывается через взаимное изменение отметок уровней $z_{вб}$ и $z_{нб}$.

3.2. НАПОР НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ, ГАЭС, ГЭС—ГАЭС И ПЭС

Для насосных станций (НС) в отличие от ГЭС напор характеризует собой удельную энергию воды, сообщен-

ную ей насосом. Это означает, что, для того чтобы переместить воду от $z_{нб}$ до $z_{вб}$, насосу потребуется развивать напор больший, чем геометрическая разница уровней бьефов, на размер потерь напора ΔH_{4-1}, т. е.

$$H_н = z_{вб} - z_{нб} + \Delta H_{4-1} =$$
$$= H_{гэу} + \Delta H_{4-1} = H_{бл} + \Delta H_{4-1}. \quad (3.20)$$

Таким образом, при $z_{вб}$=const и $z_{нб}$=const напор турбины будет меньше $H_н$ на размер двойных потерь:

$$H_т = H_н - 2\Delta H_{1-4}. \quad (3.21)$$

Однако расчет $H_н$ с учетом разницы кинетической энергии в сечениях *4-4* и *1-1*, так же как и для турбин, проводится обычно лишь в эталонных расчетах. Наличие «подпора» в нижнем бьефе насосной станции в отличие от ГЭС улучшает экономические показатели ее работы за счет уменьшения $H_н$ и, следовательно, потребляемой из сети мощности при том же расходе. Повышение уровня верхнего бьефа в насосной установке ведет к ухудшению ее показателей (в отличие от ГЭС, для которой $z_{вб}$ ведет к улучшению показателей работы), при понижении $z_{вб}$ показатели работы насосной станции улучшаются.

Для расчетов ГАЭС в зависимости от режима ее работы следует использовать: для турбинного режима $H_т$, для насосного режима $H_н$. То же самое можно сказать и о ГЭС—ГАЭС и ПЭС, а также о любых ГЭУ в составе энергетических комплексов. Для каждого режима можно найти правильные выражения для определения расчетных напоров. Общим для всех режимов будут выражения для потерь напора и мощности.

3.3. ПОТЕРИ НАПОРА В ВОДОПОДВОДЯЩИХ И ОТВОДЯЩИХ СООРУЖЕНИЯХ

Потери напора в водоподводящих и отводящих сооружениях включают все виды потерь напора на участках *0-2* и *3-4* соответственно (см. рис. 3.1). Они состоят из потерь напора по длине сооружения и местных сопротивлений. В качестве потерь напора по длине учитываются потери в водоприемнике головного узла, деривации, напорном водоводе и т. д. В качестве местных потерь учитываются потери: на ударный вход, прохождение местных сужений, на расширение потока, изменение скорости потока по величине и направлению и т. д.

Потери на трение в i-м элементе гидротехнических сооружений при расходе Q_i могут быть рассчитаны по известным формулам гидравлики:

$$\Delta H_{\text{тр}\,i}=\frac{L_i}{\omega_i C^2{}_i R_i}Q^2{}_i=a_{\text{тр}\,i}Q^2{}_i, \qquad (3.22)$$

где Q_i — расход воды, проходящей через i-й участок; L_i — длина этого участка; ω_i — площадь живого сечения водовода; R_i — его гидравлический радиус; C_i — коэффициент Шези; $a_{\text{тр}i}$ — коэффициент потерь.

Все величины, входящие в $a_{\text{тр}i}$, могут быть подсчитаны или найдены по соответствующим таблицам для того или иного вида водовода и заданной его шероховатости.

Очевидно, что для n участков при $Q_1=Q_2=\ldots=Q_n$ суммарные потери по длине составят:

$$\Delta H_{\text{тр}}=\sum_{i=1}^{n}\Delta H_{\text{тр}\,i}=\left(\sum_{i=1}^{n}a_{\text{тр}\,i}\right)Q^2{}_n=A_{\text{тр}}Q^2{}_n. \qquad (3.23)$$

Потери напора в j-м местном сопротивлении можно рассчитать по формуле Вейсбаха:

$$\Delta H_{\text{м}j}=\zeta_j\frac{v^2{}_j}{2g}=\frac{\zeta_j}{2g\omega^2{}_j}Q^2{}_j=a_{\text{м}j}Q^2{}_j, \qquad (3.24)$$

или для m таких сопротивлений при $Q_1=Q_2=\ldots=Q_m$

$$\Delta H_{\text{м}}=\sum_{j=1}^{m}\Delta H_{\text{м}j}=\left(\sum_{j=1}^{m}a_{\text{м}j}\right)Q^2{}_m=AQ^2{}_m. \qquad (3.25)$$

Здесь ζ_j — эмпирический коэффициент местного сопротивления; A — суммарный коэффициент потерь.

При отсутствии потерь расхода в водоподводящих сооружениях с учетом (3.25) и (3.23) значения ΔH_{0-2} или ΔH_{1-2} можно представить в общем виде:

$$\Delta H=AQ^2. \qquad (3.26)$$

Принятое условие постоянства расхода по длине водоводов практически выполняется либо для ГЭС с одним агрегатом, либо при работе только одного агрегата. Тогда, если холостой сброс воды осуществляется в головном узле, при $Q_{\text{нб}}>Q_{\text{дер}}^{\text{макс}}$ через деривацию можно пропустить расход $Q_{\text{дер}}^{\text{макс}}$ с максимальными потерями напора и мощности в ней. Расчет потерь мощности ΔN, кВт, можно произвести по формуле

$$\Delta N=9{,}81Q\Delta H=9{,}81AQ^3. \qquad (3.27)$$

При деривационной и приплотинной схеме ГЭС с несколькими агрегатами для расчета напора $H_т$ необходимо знать распределение расхода между напорными водоводами, т. е. нагрузку каждого агрегата. При этом необходимо учитывать и схему подвода воды к каждому агрегату (рис. 3.5). Задача выбора оптимального числа включенных агрегатов может быть решена только с учетом всех потерь мощности ГЭС (см. гл. 6). Здесь же приведено пояснение принципа распределения заданного расхода ГЭС при известном числе включенных блочных агрегатов (рис. 3.5,*а*).

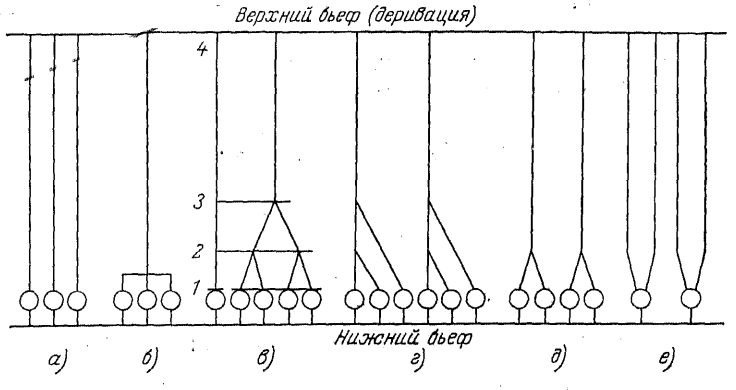


Рис. 3.5. Схемы водоподводящих сооружений ГЭС.

Пусть при известных характеристиках потерь в напорных водоводах $[\Delta H_{\text{вод}\,i}(Q_i)]$ необходимо найти оптимальное распределение заданного расхода $Q_{\text{гэс}}$ между ними по критерию минимума потерь мощности в водоводах, т. е.

$$\Delta N_{\text{вод}} = \sum_{i=1}^{n} \Delta N_{\text{вод}\,i} \Rightarrow \min, \tag{3.28}$$

при $z_{\text{вб}} = \text{const}$ и $z_{\text{нб}} = \text{const}$, т. е. при

$$Q_{\text{гэс}} = \sum_{i=1}^{n} Q_i = \text{const}. \tag{3.29}$$

Примем, что все водоводы имеют различные характеристики. Задача может быть решена методом неопределенных множителей Лагранжа. Составим для этого

целевую функцию вида

$$\Phi = \Delta N_{\text{вод}} + \lambda \left(Q_{\text{гэс}} - \sum_{i=1}^{n} Q_i \right) \Rightarrow \min. \qquad (3.30)$$

Решение (3.30) должно иметь место, если оно существует для (3.28) и (3.29). Оно может быть найдено из следующих уравнений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \Delta N_{\text{вод } i}}{\partial Q_i} - \lambda = 0, \quad i = 1, 2, \ldots, n. \qquad (3.31)$$

Имеем $(n+1)$ неизвестных: n — для Q_i и λ. Если решение задачи существует, то оно может быть найдено из уравнений (3.31) и балансового условия (3.29).

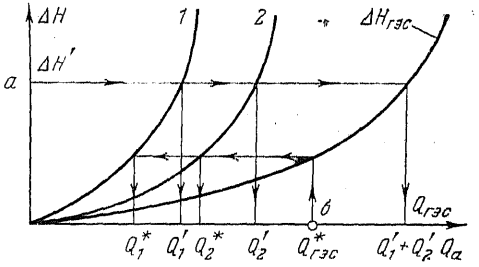


Рис. 3.6. Характеристики потерь напора в водоводах ГЭС для двух работающих агрегатов.

Таким образом, для оптимального распределения нагрузки необходимо соблюдение условия

$$A_1 Q^2_1 = A_2 Q^2_2 = \ldots = A_n Q^2_n, \qquad (3.32)$$

т. е. с учетом (3.27)

$$\Delta H_{\text{вод1}}(Q_1) = \Delta H_{\text{вод2}}(Q_2) = \ldots = \Delta H_{\text{водn}}(Q_n) = \lambda(Q_{\text{гэс}}). \qquad (3.33)$$

Поскольку напоры $H_{\text{бл}}$ и $H_{\text{гу}}$ для всех агрегатов одинаковы, условие (3.33) можно трактовать как необходимость соблюдения одинаковых напоров $H_{\text{т}}$ на агрегатах.

На рис. 3.6 показаны последовательность построения $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$ для двух агрегатов (точка отсчета $а$) и расчет по ней оптимального распределения $Q^*_{\text{гэс}}$ по критерию (3.28) (точка отсчета $б$). На рис. 3.7 показано изменение $\Delta H_{\text{вод}}$ от $Q_{\text{гэс}}$ для трех включенных агрега-

тов при заданных диапазонах их работы по $Q_{гэс}$ для разных (рис. 3.7,*а*) и одинаковых (рис. 3.7,*б*) водоводов.

Очевидно, что работе одинаковых по своим характеристикам агрегатов условие (3.33) соответствует равномерному распределению нагрузки между блочными водоводами. В точке включения следующего водовода будет выполняться условие

$$Q^z_j z = Q^{z+1}_j (z+1), \tag{3.34}$$

где z и $z+1$ — число включенных агрегатов с расходами $\frac{1}{z} Q_{гэс}$ и $\frac{1}{(z+1)} Q_{гэс}$ соответственно. Из (3.34) следует,

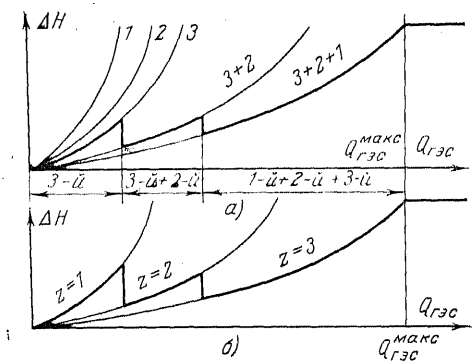


Рис. 3.7. Характеристики потерь напора в водоводах ГЭС для заданных зон их работы по расходу.

что при включении $(z+1)$-го агрегата расходы водоводов изменятся с $Q^z_j = Q_{гэс}/z$ до

$$Q^{z+1}_j = \frac{z}{z+1} Q^z_j. \tag{3.35}$$

При включении второго агрегата Q^z_j уменьшится вдвое, третьего агрегата — на одну треть и т. д. Это указывает на наличие скачков в зависимости от $\Delta H(Q_{гэс})$.

Если схема подвода воды к турбинам более сложная (рис. 3.5,*б*—*е*), то для расчета оптимального распределения заданного расхода ГЭС между заданными включенными агрегатами необходимо последовательно решить рассмотренные выше частные задачи для участка водоводов *1-2* на рис. 3.5,*в*, затем *1-3* и, наконец, *1-4*,

т. е. вначале необходимо построить эквивалентную характеристику потерь напора на участке *1-2*, затем на участках *1-3* и *1-4*.

Все сказанное выше относится к установившемуся нормальному режиму работы ГЭС. При регулировании нагрузки ГЭС в водоподводящих и отводящих сооружениях возникают неустановившиеся, переходные процессы и, как следствие этого, резкие повышения гидродинамического давления в напорных водоводах и неустановившееся волновое движение в безнапорной деривации. Все это ведет к изменению характера зависимости ΔH от $Q_{\text{гэс}}$ и от времени, а следовательно, и к изменению $H_{\text{т}}$ и $N_{\text{т}}$.

Как было показано выше, характеристики $\Delta H(Q)$ получаются главным образом на основании использования эмпирических зависимостей гидравлических показателей потока от конкретного вида сопротивлений. Погрешность в определении ΔH обычно не превышает 1—2% для нормальных установившихся режимов работы ГЭС.

Для некоторых ГЭС (подземного типа) отводящие сооружения могут быть напорными, и в этом случае потери напора в отводящем туннеле определяются аналогично потерям напора в подводящих сооружениях и подчиняются закону, близкому к параболическому.

3.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕРХНЕГО БЬЕФА ГЭС

Обычно верхний бьеф ГЭС характеризуется параметрами водохранилища. Для деривационных ГЭС дополнительно учитывается характеристика напорного бассейна с открытой поверхностью, если таковой имеется. Уровень воды в напорном бассейне полностью определяется режимом работы ГЭС, а также видом деривации — саморегулирующаяся или несаморегулирующаяся (см. гл. 1).

Для саморегулирующейся деривации при $Q_{\text{гэс}}=0$ отметка $z_{\text{гу}}=z_1=z_0$ (см. рис. 3.1). При увеличении $Q_{\text{гэс}}$ потери напора в деривации растут по параболической зависимости (участок *0-1*). Соответственно зависимость $z_{\text{вб}}$ или z_1 от $Q_{\text{гэс}}$ для установившегося режима приобретает вид, показанный на рис. 3.8:

$$z_1=z_{\text{вб}}(Q_{\text{гэс}})=z_{\text{гу}}-\Delta H_{0-1}(Q_{\text{гэс}}). \qquad (3.36)$$

При изменении $z_{гу}$ соответственно смещается и характеристика $z_1(Q_{гэс})$ (рис. 3.8). Уровень z_1 зависит от $Q_{гэс}$ и $z_{гу}$ или $h_{гу}$ в начале канала. Для установившегося режима он обозначается через h_0 и называется нормальной глубиной для данного расхода. Зависимость $h_0(Q_{гэс})$ может быть получена расчетным путем с использованием уравнения Шези, представленного в виде

$$Q = \omega C \sqrt{Ri_к}. \qquad (3.37)$$

Здесь все обозначения аналогичны (3.22), а $i_к$ — гидравлический уклон дна канала.

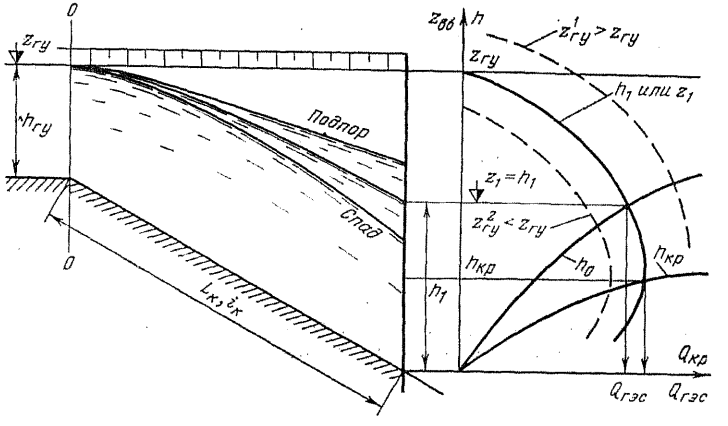


Рис. 3.8. Потери напора в деривационном канале для саморегулирующейся деривации.

Последовательность расчета выглядит следующим образом: $h_0 \to \omega \to \chi$ (смоченный периметр) $\to R = \omega/\chi \to C$ (табличные значения) $\to Q(h_0)$. На рис. 3.8 представлена в общем виде зависимость $h_0(Q_{гэс})$. При заданной $h_{гу} =$ $=$const канал может пропустить ограниченный расход воды. Предельный расход равен $Q_{кр}$ и соответствующая минимальная глубина в конце канала — $h_{кр}$. Дальнейший рост расхода невозможен из-за увеличения потерь ΔH_{0-1}. Для равномерного режима при $Q_р = Q_{гэс} =$const и $h_{гу} =$const в канале будет иметь место некоторый установившийся режим при постоянной глубине потока вдоль канала, т. е. $h_{гу} = h_1 = h_0$. Если расход ГЭС увеличится, то $h_1 < h_{гу}$ и тогда в канале образуется спад уровней из-за увеличившихся потерь напора по длине дери-

вации, что ведет к снижению напора на блоке и агрегате ГЭС. Обратную картину будем наблюдать при $Q_{гэс}<Q_р$, когда $h_1>h_{гу}$ (подпор в канале).

Для несаморегулирующейся деривации в установившемся режиме при $h_{гу}$=const возможно только условие $Q_{гэс}\geqslant Q_р$. Это объясняется тем, что при снижении $Q_{гэс}$ напор h_1 повышается и возможен перелив воды через напорный бассейн. Во избежание этого необходимо наличие холостого водосброса, а также регулирование $h_{гу}$.

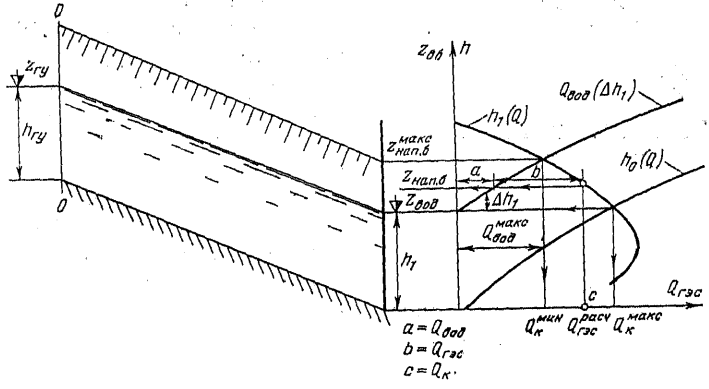


Рис. 3.9. Потери напора в деривационном канале для несаморегулирующейся деривации.

На рис. 3.9 показаны зависимости $h_1(Q_{гэс})$, $h_0(Q_{гэс})$ и характеристика водосброса на напорном бассейне $Q_{вод}(\Delta h_1)$. Точка пересечения $Q_{вод}(\Delta h_1)$ и $h_1(Q_{гэс})$ определит максимальный расход водослива, когда $Q_{вод}\equiv\equiv Q_к$ и $Q_{гэс}$=0. Соответствующая отметка будет максимальной для напорного бассейна. При $Q_к>Q^{мин}_к$ часть расхода пойдет через турбины ГЭС и соответственно снизится отметка напорного бассейна $z_{нап.б}$. Определение $Q_{вод}$ и $Q_{гэс}$ для любого значения $Q_к$ показано на рис. 3.9.

Характеристики саморегулирующейся и несаморегулирующейся деривации получаются обычно расчетным путем и имеют достаточно высокую точность (1—2%).

Значительно менее точны морфометрические характеристики водохранилищ, отражающие зависимости площади зеркала водохранилища $F_в$ и его объема $V_в$ от отметок уровней, т. е. кривые $F_в=F_в(z_{вб})$ и $V_в=V_в(z_{вб})$.

Эти характеристики могут быть статическими и динамическими. В первом случае они строятся при отсутствии естественной приточности реки в водохранилище ($Q_р$=0) и имеют вид, представленный на рис. 3.10; во втором случае (рис. 3.11,*а*) каждая кривая соответствует определенному расходу воды в реке в начале водохранилища. Соответствующие кривые для характеристики $V_в = V_в(z_{вб})$ представлены на рис. 3.11,*б*.

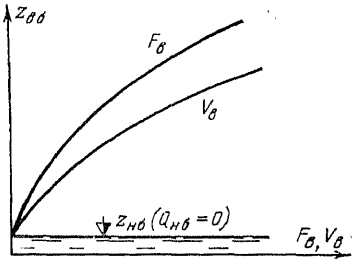


Рис. 3.10. Статические характеристики водохранилища ГЭС.

При наличии притока в хвостовой части водохранилища кривая подпора имеет криволинейную форму, что влечет за собой появление дополнительного (динамического) объема воды в водохранилище $\Delta V_{дин}$. Во время половодий этот объем может достигать значительного размера.

Таким образом, динамические характеристики являются функцией двух переменных $z_{вб}$ и $Q_р$, т. е. $F_в(z_{вб}, Q_р)$ и $V_в(z_{вб}, Q_р)$.

Погрешности статических и динамических характеристик водохранилища зависят от многих факторов, в частности от масштаба используемой карты, точности планиметрирования и расчета кривой подпора. Полная погрешность кривых может достигать нескольких процентов.

Для искусственных водоемов, например водохранилищ ГАЭС несовмещенного типа, статические характе-

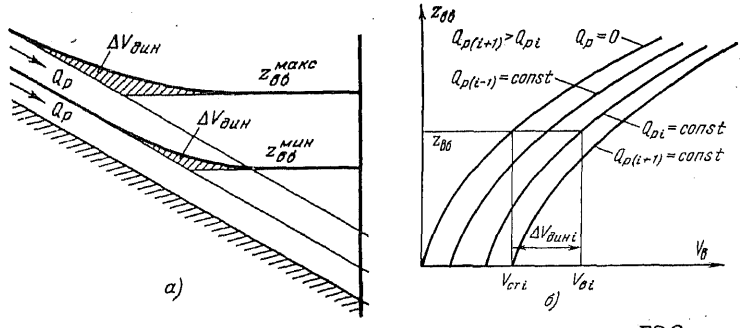


Рис. 3.11. Динамические характеристики водохранилища ГЭС.

ристики имеют значительно меньшую погрешность. Это объясняется тем, что в этом случае параметры водохранилищ заранее проектируются и реализуются с учетом проектных данных.

Для ПЭС построение статических характеристик возможно только для бассейна. Для свободной поверхности моря существует только одна независимая характеристика — мареограмма (см. рис. 1.13), т. е. изменение уровня моря во времени при различных фазах луны.

3.5. ХАРАКТЕРИСТИКИ НИЖНЕГО БЬЕФА ГЭС

Для расчетов режимов ГЭС большое значение имеет зависимость уровней воды от расхода (так называемые кривые связей уровней и расходов). Эти характеристики существуют для установившегося и неустановившегося режимов работы ГЭС.

Для низко- и средненапорных ГЭС колебания уровней в нижнем бьефе оказывают наибольшее влияние на напор нетто в течение как краткосрочных, так и длительных периодов времени. Так, для Саратовской ГЭС с расчетным напором менее 10 м размах колебаний уровней нижнего бьефа в течение суток — недели достигает 4—5 м, а с учетом зимних условий и влияния подпора нижележащей Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС он увеличивается до 6—8 м. Поэтому чрезвычайно важно иметь корректную математическую модель нижнего бьефа (см. гл. 9). Значимость ее для водноэнергетических расчетов особенно повышается с ростом неравномерности суточных режимов работы ГЭС в энергосистемах.

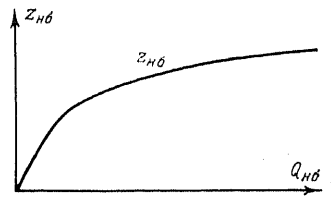


Рис. 3.12. Кривая связи нижнего бьефа равнинной реки для летних условий и установившегося режима.

Для одиночных ГЭС характеристика нижнего бьефа для установившегося режима связывает между собой $z_{нб}$ и $Q_{нб}$ (рис. 3.12). Эта зависимость имеет два четко выраженных участка, соответствующих русловой части с существенной зависимостью $z_{нб}$ от $Q_{нб}$ и пойменной, где приращения $z_{нб}$ даже при больших расходах малы из-за большой площади сечения потока.

Характеристика $z_{нб}(Q_{нб})$ обычно связывает между собой среднеинтервальные величины (среднесуточные, среднедекадные и т. д.).

Для естественных водотоков относительная погрешность кривой связи будет достаточно велика (не ниже 4—6% по $Q_{нб}$).

Представленная на рис. 3.12 кривая связи $z_{нб}(Q_{нб})$ соответствует открытому от льда руслу (летняя кривая), отсутствию подпора и неустановившегося движения в нижнем бьефе. *Учет перечисленных факторов превращает одномерную зависимость* $z_{нб}(Q_{нб})$ *в многомерную.*

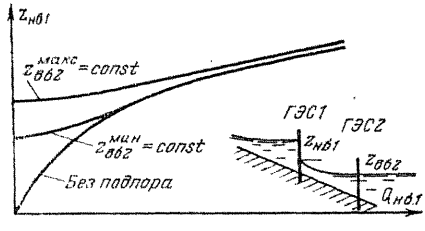


Рис. 3.13. Кривая связи нижнего бьефа с учетом подпора.

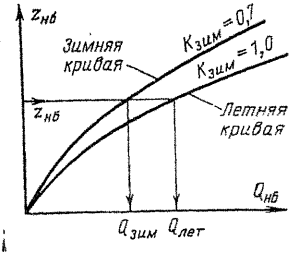


Рис. 3.14. Кривая связи нижнего бьефа с учетом ледовых условий.

На рис. 3.13 и 3.14 представлены кривые связи нижнего бьефа с учетом соответственно подпора и зимних условий. Для учета подпора кривые связи задаются для нескольких постоянных значений уровней верхнего бьефа подпирающей ГЭС. Для зимних условий обычно используются зависимости $z_{нб}(Q_{нб}, K_{зим})$, где $K_{зим}$ — коэффициент, характеризующий степень замерзания реки в нижнем бьефе и определяющийся по соотношению

$$K_{зим}=\frac{Q_{зим}}{Q_{лет}} \quad \text{при} \quad z_{нб}=\text{const}. \tag{3.38}$$

Аналогично ледовым условиям влияет на $z_{нб}(Q_{нб})$ и зарастание водотоков растительностью.

Для учета неустановившегося движения воды в нижнем бьефе ГЭС используются различные математические модели, рассмотренные в гл. 9. Этими моделями необходимо пользоваться для расчетов краткосрочных режимов ГЭС. Рассмотренные же выше кривые связи

обычно применяются для расчетов длительных режимов ГЭС.

Для ГАЭС чистого типа с искусственными водоемами в верхнем и нижнем бьефах характеристика нижнего бьефа будет аналогична рассмотренной выше объемной характеристике водохранилища, т. е. $z_{нб}=z_{нб}(V_{нб})$, где

$$V_{нб}=V_{нб}(t)=V_{во}+\int_{t_0}^{t} Q_{газс}(t)\,dt. \qquad (3.39)$$

Для турбинного режима $Q_{газс}>0$, а для насосного $Q_{газс}<0$.

Для ПЭС в качестве характеристики нижнего бьефа последовательно будет выступать либо мареограмма, т. е. $z_м(t)$, либо объемная характеристика бассейна, т. е. $z_{басс}(V_{басс})$.

Таким образом, для любого вида гидроэлектростанций напор агрегата зависит от режима работы всех других агрегатов ГЭС, т. е. от числа, состава включенных агрегатов и распределения нагрузки между ними. На величину фактического турбинного напора влияют потери напора в подводящих и отводящих сооружениях, эффекты подпора и эжекция в нижнем бьефе, степень засоренности сороудерживающих сооружений, перекосы уровней $z_{вб}$ и $z_{нб}$ вдоль створа, волновые явления и т. д.

Необходимо также учитывать и точность расчета расхода, мощности и к. п. д. агрегатов и ГЭС в целом для различных моментов времени и временных интервалов, где эти величины берутся в качестве осредненных.

Учет всех этих факторов необходимо производить комплексно при определении наивыгоднейшего режима агрегатов ГЭС в целом, что и будет рассмотрено ниже.

Глава четвертая

БАЛАНС РАСХОДОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Расход воды на ГЭС — это количественный показатель потребления гидроэнергоресурсов. Аналогичный показатель на ТЭС — количество израсходованного органического топлива. Если напор — это фактор интен-

сивности расходования гидроэнергии, то расход — фактор экстенсивности. Потенциальные гидроэнергоресурсы водотока обычно рассчитываются при полном использовании его расхода. Однако в реальных условиях часть этого расхода безвозвратно теряется, являясь либо сырьем для промышленности, либо необходимым компонентом того или иного производства. Другая часть расхода может возвращаться в водохранилище, однако в другое время и в другом месте. Отборы воды из водохранилища или водотока, как правило, не совпадают с режимами ГЭС, определяемыми требованиями энергосистемы. Естественно, что эти обстоятельства, особенно с учетом роста потребления воды в народном хозяйстве и возникновения в ряде бассейнов рек дефицита водных ресурсов, повышают требования к их рациональному использованию. Для этого необходимы прежде всего достоверные данные о расходовании воды бассейна реки на различные нужды.

Основными методами изучения их являются, как и ранее, системный подход и, как следствие его применения в данном случае, балансовый метод, или метод водного баланса ГЭС как основного мерного створа на реке. При этом под водным балансом ГЭС понимается равенство между количеством воды, поступающей к створу ГЭС с учетом потерь и отборов из верхнего бьефа $Q_{вб}$, и расходом в нижнем бьефе станции $Q_{нб}$. При расчете количества воды, притекающей к створу ГЭС, и расхода в нижнем бьефе также применяется балансовый метод. Естественно, что между $Q_{вб}$ и $Q_{нб}$ возможно возникновение невязки любого знака вследствие случайных и методических погрешностей, имеющих место при расчете их составляющих. Указанные невязки возникают при учете погрешностей объемной характеристики водохранилища, кривой связи нижнего бьефа (см. гл. 3) и погрешности энергетических характеристик агрегатов и ГЭС в целом (см. гл. 5 и 6).

Балансовый метод позволяет осуществить тщательный анализ способов получения и качества информации о потреблении или использовании воды в народном хозяйстве и дает возможность обоснованно подойти к назначению рациональных режимов ГЭС при эксплуатации и проектировании.

Перейдем теперь к анализу составляющих $Q_{вб}$ и $Q_{нб}$ на различных типах гидроэлектростанций.

4.2. БАЛАНС РАСХОДОВ В ВЕРХНЕМ БЬЕФЕ ГЭС

Общий приток воды к створу одиночной ГЭС в момент t может быть в общем случае найден по формуле

$$Q_{вб}(t) = Q_{пр}(t) \pm Q_{в}(t) + Q_{ос}(t) - Q_{исп}(t) \pm$$

$$\pm Q_{л}(t) \pm Q^{в}_{ф}(t) - Q^{заб}_{вхс}(t) + Q^{воз}_{вхс}(t)... \qquad (4.1)$$

Рассмотрим последовательно все составляющие (4.1).

1. Естественный, или бытовой, расход воды, пересчитанный к створу единичной ГЭС или верховой ГЭС каскада $Q_{пр}(t)$. Определение $Q_{пр}(t)$ и его пересчет к створу ГЭС производятся органами Государственного комитета гидрометеорологии и контроля природной среды на основе методов и приемов инженерной гидрологии. Естественный расход рек обладает двумя основными характеристиками — изменчивостью и неповторяемостью по времени. Для описания его применяются различные математические модели. Одной из основных сложностей при определении $Q_{пр}(t)$ является пересчет его по состоянию в естественном русле к створу ГЭС, т. е. с учетом динамики гидравлических процессов в водохранилище, где скорости течения очень малы и имеют три степени свободы в отличие от одно- и двумерных русловых потоков.

Точность определения $Q_{пр}(t)$ во времени во многом определяет эффективность работы ГЭС. Это становится тем более понятным, если учесть, что водохранилище ГЭС только перераспределяет во времени естественный сток рек.

Все особенности $Q_{пр}(t)$ подробно рассмотрены выше в гл. 2. Здесь же отметим, что погрешности прогнозирования и расчета $Q_{пр}(t)$ существенно зависят от расчетного интервала и математических моделей $Q_{пр}(t)$.

2. Расход водохранилища $Q_{в}(t)$, т. е. то, что забирается только из водохранилища без учета $Q_{пр}(t)$ или аккумулируется в нем. Расход $Q_{в}(t)$ может быть найден при известном режиме уровней водохранилища $z_{вб}(t)$ или $V_{в}(t)$ и его характеристикам $F_{в}(z_{вб})$ или $V_{в}(z_{вб})$.

При непрерывном графике $z_{вб}(t)$ или $V_{в}(t)$ расход $Q_{в}(t)$ следует определять по формуле

$$Q_{в}(t) = \frac{dV_{в}(t)}{dt} = \frac{dV_{в}(z_{вб}(t))}{dt}, \qquad (4.2)$$

или в конечных разностях для заданного интервала Δt_i

$$\bar{Q}_{\text{в}\,i} = \frac{V_{\text{в}i}^{\text{нач}} - V_{\text{в}i}^{\text{кон}}}{\Delta t_i}, \qquad (4.3)$$

где $\bar{Q}_{\text{в}i}$ — средний расход водохранилища за Δt_i при начальном его объеме $V_{\text{в}i}^{\text{нач}}$ и конечном $V_{\text{в}i}^{\text{кон}}$.

Из (4.3) видно, что $Q_{\text{в}i}$ может быть больше или меньше нуля. Обычно принимается, что

$$\bar{Q}_{\text{в}\,i}\begin{cases} > 0 \text{ (сработка водохранилища) при } V_{\text{в}\,i}^{\text{нач}} > V_{\text{в}\,i}^{\text{кон}}; \\ = 0 \text{ (работа по водотоку) при } V_{\text{в}\,i}^{\text{нач}} = V_{\text{в}\,i}^{\text{кон}}; \\ < 0 \text{ (наполнение водохранилища) при } V_{\text{в}\,i}^{\text{нач}} < V_{\text{в}\,i}^{\text{кон}}. \end{cases} \qquad (4.4)$$

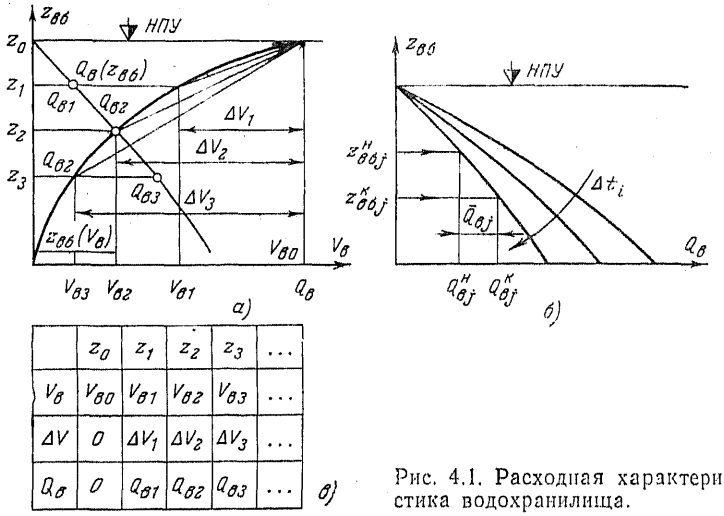
При учете погрешностей характеристик водохранилища, приведенных в гл. 3, можно сделать вывод, что расчет $\bar{Q}_{\text{в}}$ на их основе не всегда надежен. Это положение усугубляется и тем, что в значениях $V_{\text{в}}(z_{\text{вб}})$ имеются погрешности не только во времени, но и по створу ГЭС. Вследствие этого $Q_{\text{в}}(t)$ иногда определяют и на основе общего баланса расходов ГЭС, т. е. равенства $Q_{\text{вб}}(t)$ и $Q_{\text{нб}}(t)$. Погрешности расчета $Q_{\text{в}}(t)$ по статическим характеристикам водохранилища особо ощутимы при расчетах краткосрочных режимов ГЭС. В этих случаях необходима разработка специальных математических моделей водохранилища с учетом неустановившихся режимов его работы. Одним из таких приемов может служить использование в расчетах не отметок $z_{\text{вб}}$ в створе ГЭС, а некоторой балансовой отметки $z_{\text{вб}}^{\text{бал}}$ по водохранилищу, принимаемой за определяющую с точки зрения надежности расчета $Q_{\text{в}}(t)$ по статическим характеристикам водохранилища.

Для расчетов длительного режима ГЭС с учетом неточности прогнозирования $Q_{\text{пр}}(t)$ обычно вполне приемлемо использование $F_{\text{в}}(z_{\text{вб}})$ и $V_{\text{в}}(z_{\text{вб}})$. Иногда для удобства расчетов $Q_{\text{в}}(t)$ строят вспомогательные зависимости $\bar{Q}_{\text{в}}(z_{\text{вб}})$ при $\Delta t_i = \text{const}$. Это расходные характеристики водохранилища, определяемые на основе (4.3) в интервале отметок от НПУ до УМО и ниже. Для этого (рис. 4.1,*а*) задаются рядом отметок: z_0=НПУ, z_1, z_2 — и по ним с использованием $V_{\text{в}}(z_{\text{вб}})$

определяют $V_{в0}$, $V_{в1}$, $V_{в2}$. Затем принимают условие равномерной сработки водохранилища за Δt_i в любом интервале отметок от $z_{вб0}$ НПУ до $z_{вбj}$ и рассчитывают $Q_{вj}(z_{вбj})$ по формуле

$$Q_{в\,j}(z_{вб\,j}) = \frac{V_{в0}(z_{вб0}) - V_{в\,j}(z_{вб\,j})}{\Delta t_i}. \qquad (4.5)$$

На основании (4.5) при разных Δt_i=const, i=1, 2,... ..., n, можно получить расходные характеристики водохранилища (рис. 4.1,*б*). По $Q_в(z_{вб})$ несложно найти рас-



	z_0	z_1	z_2	z_3	...
$V_в$	$V_{в0}$	$V_{в1}$	$V_{в2}$	$V_{в3}$	...
ΔV	0	ΔV_1	ΔV_2	ΔV_3	...
$Q_в$	0	$Q_{в1}$	$Q_{в2}$	$Q_{в3}$	...

в)

Рис. 4.1. Расходная характеристика водохранилища.

ход водохранилища $Q_{вj}$ для любых Δt_i и заданных значений $V_в$ на начало и конец Δt_i (рис. 4.1,*в*).

Расчет $\bar{Q}_{вj}$ по $Q_в(z_{вб})$ производится по формуле

$$\bar{Q}_{вj} = \frac{V^н_{в\,j}(z^н_{вб\,j}) - V^к_{вj}(z^к_{вб\,j})}{\Delta t_i} = \frac{(V_{в0} - V^н_{в\,j})}{\Delta t_i} -$$

$$- \frac{(V_{в0} - V^к_{в\,j})}{\Delta t_i} = Q_в(z^н_{вб\,j}) - Q_в(z^к_{вбj}). \qquad (4.6)$$

3. Приток к ГЭС за счет естественных осадков на поверхность водохранилища $Q_{ос}(t)$. Обычно на водохранилище за счет уменьшения вертикальной конвекции воздуха осадков выпадает меньше, чем на такую же поверхность суши (до 5—

10%). Осадки чрезвычайно неравномерно распределяются на поверхности, что требует наличия многих точек наблюдений для получения надежных значений $Q_{oc}(t)$.

Для крупных водохранилищ с площадью зеркала от 1000 до 5000 км² для расчетов длительных режимов ГЭС необходимо иметь не менее 7—10 пунктов наблюдений за осадками.

При этом расчет $Q_{oc}(t)$ производится на основе измерений слоя осадков и распределения их по площади с учетом равномерного или неравномерного расположения гидрометеостанций по территории. Погрешность определения слоя осадков зависит от многих факторов: размера площади, размещения гидрометеопостов и расчетного интервала времени. В частности, для средних условий при $F_в$ до 5000 км² при Δt, равном суткам, декаде, месяцу, она изменяется в отношении (3—5) : 2 : 1. При этом для размещения одного пункта на 100 и 1000 км² погрешности изменяются для суток от 10 до 60, для декады — от 5 до 20, для месяца — от 2 до 10%. В целом ряде случаев возможны большие погрешности.

Учет $Q_{oc}(t)$ необходим, разумеется, лишь при значительном удельном весе его в балансе расходов ГЭС.

4. Потери воды на испарение с поверхности водохранилища $Q_{исп}(t)$. Этот расход определяется на основе прогнозирования и расчета слоя испарения $h_{исп}(t)$ с данной поверхности водохранилища. При этом используются различные эмпирические зависимости $h_{исп}$ от Δt, температуры воздуха и воды, упругости водяного пара, скорости ветра и т. д. Учитываются средняя глубина водохранилища, наличие зеленых насаждений на его берегах, промышленных и городских зданий как защиты от ветра, направление ветра и т. д.

Расчет $h_{исп}(t)$ ведется по формулам для различных водохранилищ по их расположению и величине.

Для некоторых малых водохранилищ с большим удельным весом $Q_{исп}$ организуются специальные измерительные испарительные бассейны, где измеряется $h_{исп}^{бас}$ и затем пересчитывается к $h_{исп}^{факт}$ на основе эмпирических зависимостей. При наличии $h_{исп}$, мм, $F_в$, км², расчет $Q_{исп}$, м³/с, за некоторый Δt, дни, производится по формуле

$$Q_{исп} = \frac{h_{исп} F_в}{\Delta t \cdot 86{,}4}. \qquad (4.7)$$

Слой испарения $h_{исп}$ существенно зависит от месторасположения ГЭС. Например, в летнее время $h_{исп}$ за месяц для Волги находится в пределах от 100—120 (Иваньковская ГЭС) до 180 мм (Волжская ГЭС имени XXII съезда КПСС), для Днепровских ГЭС $h_{исп}$ колеблется в пределах от 130 (Киевская ГЭС) до 180 мм (Каховская ГЭС). На Кайраккумской ГЭС $h_{исп}$ достигает 220 мм и более.

При больших площадях водохранилища $Q_{исп}$ также значительны, несмотря на относительно малые значения $h_{исп}$. Например, для Куйбышевского водохранилища с $F_в = 6450$ км^2 при НПУ в летние месяцы $Q_{исп}$ достигает 240—260 м^3/с, или 4—5% $Q_{пр}$. Для Мингечаурской ГЭС с $F_в = 605$ км^2 и $h_{исп}$ до 170 мм за летние месяцы $Q_{исп}$ достигает 40 м^3/с, или 25% $Q_{пр}$. Отсюда следует важность уточнения расчетов $Q_{исп}$, особенно для южных водохранилищ СССР. Для среднемесячных значений $Q_{исп}$ относительная погрешность может достигать 10—20%.

5. Потери воды на льдообразование $Q_л(t)$. Они определяются объемом льда, осевшего на берегах водохранилища при сработке его; в результате этого он временно исключается из водного баланса зимой. Весной этот лед тает и, если он не сбрасывается в нижний бьеф, добавляется к $Q_{пр}(t)$. Отсюда и двузначность $Q_л(t)$ [см. (4.1)]. Если водохранилище не срабатывается, то при образовании льда режим его уровней не изменяется. Объясняется это вытеснением плавающим льдом слоя воды, равного его весу.

Расчет $Q_л(t)$, м^3/с, для Δt_i=const может производиться по формуле

$$Q_{л\,i} = \rho g \frac{(F^{н}_{в} - F^{к}_{в})\,\bar{h}_{лi}}{\Delta t_i \cdot 0{,}0864}, \qquad (4.8)$$

где ρ — плотность льда; Δt_i — расчетный интервал в сутках; $F^{н}_{в}$ и $F^{к}_{в}$ — площадь водохранилища в начале и конце Δt_i, км^2, с учетом подпора; $\bar{h}_{лi}$ — средняя толщина льда, м, за Δt_i у берега в зоне, где происходит оседание или всплывание льда.

Погрешности расчета $Q_л(t)$ значительны из-за неточности определения $F_в(z_{вб})$ и расчета $\bar{h}_{лi}$, значение которого непостоянно по всей площади водохранилища.

Для расчета $h_л(t)$ используются при отсутствии данных наблюдений различные эмпирические зависимости потери воды от температуры воздуха с момента ледостава, например

$$\bar{h}_л = a\left(\sum_{i=1}^{m} \angle t_i\right)^n, \qquad (4.9)$$

где Δt_i — отрицательная среднесуточная температура в i-е сутки; a и n — константы.

Наибольшее влияние $Q_л(t)$ оказывает на $Q_{вб}(t)$ для северных ГЭС СССР при наличии длительного регулирования на них значительной сработкой в зимнее время. Здесь толщина льда достигает более 1,0 м; так, для Красноярской ГЭС — до 115, для Братской — до 200, для Вилюйской — до 150, для Зейской — 160 см. Площадь отдельных льдин на водохранилищах Братской и Красноярской ГЭС может достигать до 60 000 м^2.

Если лед не сбрасывается в нижний бьеф, то весной он постепенно тает и тем самым увеличивает $Q_{пр}(t)$. Например, для Бухтарминского водохранилища за месяц $Q_л$ достигает 40 м³/с при среднемноголетнем расходе р. Иртыша в этом створе $\bar{Q}_0$=596 м³/с.

6. Потери расхода на фильтрацию воды в ложе водохранилища и обратный возврат ее при сработке водохранилища $Q^{в}_{ф}(t)$. Эти потери во многом определяются глубиной водохранилища, уровнем грунтовых вод, водопроницаемостью подстилающих пород. Для водохранилищ с интенсивным режимом его сработки и пористыми береговыми породами последние могут даже определять допустимую скорость опорожнения водохранилища. Объясняется это тем, что при быстрой сработке водохранилища депрессионная кривая уровня грунтовых вод опускается вслед за падением $z_{вб}$ медленнее, чем $z_{вб}(t)$. Это приводит иногда к выпору грунта в береговых откосах из-за большого давления грунтовых вод. Поэтому для пористых грунтов скорость суточной сработки водохранилища обычно ограничивается. Для большинства водохранилищ $Q^{в}_{ф}$ меньше, чем остальные составляющие в (4.1), и находится в пределах точности самих расчетов водного баланса.

7. Забор воды для удовлетворения потребностей участников водохозяйственной системы (ВХС) и возвратные воды от ВХС $Q^{заб}_{вхс}(t)+Q^{возв}_{вхс}(t)$. Водохранилища в современных условиях являются базой для развития данного региона страны. Это связано с огромными масштабами потребления и использования воды в народном хозяйстве.

Народное хозяйство потребляет весьма значительные и все увеличивающиеся объемы воды. Растет и доля безвозвратных потерь. Расчет составляющих $Q_{вхс}$ ведется по нормативным показателям для каждого участника ВХС. Если оптимальные нормы потребления воды в промышленности достаточно точные, то в сельском хозяйстве их пока трудно определить. Отсутствует также и точный учет расхода воды с помощью специальных устройств (расходомеров), которые имеются далеко не везде и эксплуатируются не на высоком уровне.

Для ГАЭС несовмещенного типа и ПЭС без дополнительной приточности величина $Q_{вб}(t)$ будет определяться только $Q_в(t)$ с учетом $Q_{исп}(t)$, $Q_л(t)$, $Q_{ос}(t)$ и $Q^{в}_{ф}(t)$.

4.3. БАЛАНС РАСХОДОВ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ ГЭС

Режим ГЭС при заданном уровне верхнего бьефа $z_{вб}$ во многом определяется режимом уровней нижнего бьефа $z_{нб}$, являющегося в свою очередь функцией расхода в нем $Q_{нб}$. Особенно это характерно для низко- и средненапорных ГЭС.

Расход $Q_{нб}$ одиночной ГЭС может быть определен на основе следующего балансового соотношения:

$$Q_{нб}(t)=Q_{гэс}(t)+Q_{х.сбр}(t)+Q_{шл}(t)+ \\ +Q_{ф}(t)+Q_{проч}(t). \qquad (4.10)$$

1. Расход воды через турбины ГЭС $Q_{гэс}(t)$ определяется обычно по энергетическим характеристикам агрегатов по заданным значениям $N_{гэс}(t)$ и $H_{гэс}(t)$. Причем $H_{гэс}(t)$ определяется на основе баланса напоров на ГЭС при заданных режимах $z_{вб}(t)$ и $z_{нб}(t)$, зависящих от всего расхода, поступающего в нижний бьеф. С учетом ограниченной пропускной способности турбин по напору часть воды в периоды половодья сбрасывается через водосливы ГЭС, минуя турбины, т. е. появляются холостые сбросы $Q_{х.сбр}$. В этом случае расход ГЭС определяется так:

$$Q_{гэс}(t)=\begin{cases} Q_{нб}(t)-Q_{шл}(t)-Q_{ф}(t)= \\ =Q_{нб}^{расч}(t) \quad \text{при} \quad Q_{гэс}^{макс}(H_{гэс}(t))>Q_{нб}^{расч}(t); \\ Q_{гэс}^{макс}(H_{гэс}(t)) \quad \text{при} \quad Q_{гэс}^{макс}(H_{гэс}(t))<Q_{нб}^{расч}(t); \\ Q_{х.сбр}(t)=Q_{нб}^{расч}(t)-Q_{гэс}^{макс}(H_{гэс}(t)). \end{cases} \qquad (4.11)$$

Точность определения $Q_{гэс}$ зависит прежде всего от достоверности агрегатных характеристик и корректности метода расчета при его известных режимах $N_{гэс}(t)$, $z_{вб}(t)$ и $z_{нб}(Q_{нб}(t))$ (см. гл. 6). Необходимо учитывать, что относительная погрешность расчета $Q_{гэс}$ зависит и от величины расчетного интервала времени, что требует использования так называемых среднеинтервальных энергетических характеристик ГЭС и бьефов (см. § 13.6). В среднем $\delta Q_{гэс}$ находится в пределах 5—10%.

2. Холостые сбросы воды $Q_{х.сбр}$ определяются на основе расходной характеристики водосливов или водосбросных отверстий. Эти характеристики строятся

либо на основе натурных испытаний, либо с помощью эмпирических зависимостей.

В качестве примера на рис. 4.2 представлена в общем виде характеристика пропускной способности безвакуумного водослива при разной высоте его открытия h.

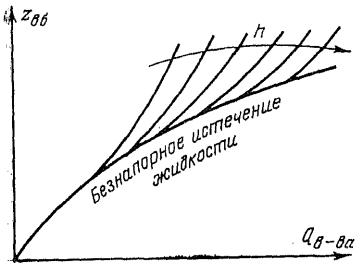


Рис. 4.2. Характеристика безвакуумного водослива при разном значении его открытия.

Такие же зависимости могут быть построены и для ГЭС в целом для разного числа работающих водосливов n для каждого значения $z_{вб}$, т. е. $Q_{х.сбр}=Q_{х.сбр}(h, n, z_{вб})$. Относительная погрешность расчета $Q_{х.сбр}$ по аналитическим зависимостям не ниже 5—10%. Такого же порядка и даже выше погрешности расчета характеристик водосливов при натурных испытаниях.

3. Расход воды на шлюзование $Q_{шл}$ за заданный интервал времени Δt определяется по заданному числу шлюзований m, площади водной поверхности одной шлюзовой камеры S и режиму уровней бьефов (для однониточного и однокамерного шлюза). В этом случае, приняв в расчете средние отметки бьефов, можно найти $Q_{шл}$, м³/с, по формуле

$$Q_{шл}=\frac{mS(\bar{z}_{вб}-\bar{z}_{нб})}{\Delta t}, \qquad (4.12)$$

где S дано в квадратных метрах, $\bar{z}_{вб}$ и $\bar{z}_{нб}$ — в метрах, Δt — в секундах.

4. Расход воды на фильтрацию из верхнего в нижний бьеф $Q_{ф}(t)$ через гидротехнические сооружения в обход их, а также разного рода протечки через неплотности закрытых затворов, водосливов и водосливных отверстий определяются по эмпирическим зависимостям, известным из гидравлики, и измерению состояния кривой депрессии в гидротехнических сооружениях. В основном $Q_{ф}$ — это фильтрация через земляные плотины, так на Камской ГЭС $Q_{ф}$=15 м³/с, на Цимлянской $Q_{ф}$=20 м³/с, а на Саратовской $Q_{ф}$=70 м³/с.

5. Неэнергетический расход воды $Q_{проч}(t)$, сбрасываемый для нужд участников водохозяйственного

комплекса через специальные водосливы или водосбросные отверстия: рыбоходы, ледосбросы и т. д. Сюда же относятся и расходы воды из водохранилища для собственных нужд ГЭС (до 0,1% $Q_{гэс}$).

Для деривационных ГЭС в $Q_{проч}$ включается и расход воды на промывку наносов. При наличии шуги также необходим специальный попуск на ее удаление.

Расход $Q_{проч}$ обычно мал по сравнению с расходами $Q_{вб}$ и $Q_{нб}$ и учитывается лишь в эталонных расчетах. Для каждого момента или интервала времени расход $Q_{вб}$ должен равняться $Q_{нб}$, т. е.

$$Q_{пр}(t) \pm Q_{в}(t) + Q_{ос}(t) \pm Q_{л}(t) - Q_{исп}^{г}(t) - Q_{вхс}^{заб}(t) + Q_{вхс}^{возв}(t) \pm Q_{ф}^{в}(t) = Q_{гэс}(t) + Q_{х.сбр}(t) + Q_{ф}(t) + Q_{шл}(t) + Q_{проч}(t). \quad (4.13)$$

На основе балансового уравнения можно произвести и расчеты его составляющих. Если не учитывать разного рода потери воды на неэнергетические нужды из-за их малости для крупных рек в отдельные периоды времени (осенне-зимний период), то (4.13) можно упростить. Иногда указанные потери воды учитываются в $Q_{пр}(t)$ в виде некоторых поправок, тогда вместо (4.13) получим:

$$Q_{пр}(t) \pm Q_{в}(t) = Q_{гэс}(t) + Q_{х.сбр}(t), \quad (4.14)$$

или

$$Q_{нб}(t) = Q_{пр}(t) \pm Q_{в}(t). \quad (4.15)$$

Это означает, что при отсутствии холостых сбросов

$$Q_{гэс}(t) = Q_{нб}(t) = Q_{пр}(t) \pm Q_{в}(t). \quad (4.16)$$

Если ГЭС работает по водотоку, то

$$Q_{гэс}(t) = Q_{пр}(t) \text{ и } Q_{в}(t) = 0. \quad (4.17)$$

Само собой разумеется, что все сказанное относится только к установившемуся режиму работы. Для него возможен и подсчет бытового притока воды по уравнению водного баланса воды (3.14).

Действительно, $Q_{в}(t)$, $Q_{гэс}(t)$ и $Q_{х.сбр}(t)$ для заданного Δt могут быть подсчитаны для известных режимов $z_{вб}(t)$, $z_{нб}(t)$, $N_{гэс}(t)$, $N_{а}(t)$ и $H_{т}(t)$. Тогда $Q_{пр}(t)$, в котором будут учтены все возможные потери расхода, можно рассчитать по формуле

$$Q_{пр}(t) = Q_{гэс}(t) + Q_{х.сбр}(t) - Q_{в}(t). \quad (4.18)$$

Например, для суточного интервала времени

$$\overline{Q}^{\text{сут}}_{\text{пр}} = \overline{Q}^{\text{сут}}_{\text{гэс}} + \overline{Q}^{\text{сут}}_{\text{х,сбр}} - \frac{V^{\text{н}}_{\text{в}} - V^{\text{к}}_{\text{в}}}{86\,400}, \qquad (4.19)$$

где $V^{\text{н}}_{\text{в}}$, $V^{\text{к}}_{\text{в}}$ — объемы воды в водохранилище на начало и конец данных суток, взятые для соответствующих балансирующих отметок по водохранилищу.

Погрешности расчета по балансовому уравнению естественной приточности воды к створу ГЭС определяются многими факторами: видом регулирования ГЭС, площадью водохранилища, площадью водосборной поверхности, расчетным интервалом времени T, точностью расчета $z_{\text{вб}}$ и т. д. В частности, при увеличении T и уменьшении $F_{\text{в}}$ погрешность расчета $Q_{\text{пр}}$ уменьшается, и наоборот. Для Волховской ГЭС при среднеквадратичной относительной ошибке для $Q_{\text{гэс}}$ около 5%, для $z_{\text{вб}}$ около 2 см при максимальном напоре 13,5 м и суточном регулировании стока для T=1 сут погрешность $\delta Q_{\text{пр}}$= =28%, а для T=5 сут она снижается до 6%.

Заметим, что для принятой погрешности $\Delta z_{\text{вб}}$= =±2 см погрешность расчета $Q_{\text{в}}$, т. е. $\Delta Q_{\text{в}}$ существенно зависит от T и $F_{\text{в}}$. В частности, для крупных водохранилищ ($F_{\text{в}}$=500 км²) для T=1 сут $\Delta Q_{\text{в}}$=116 м³/с, для 1 мес. $\Delta Q_{\text{в}}$=3,8 м³/с, а для 1 года практически равна нулю. Для крупнейших водохранилищ (Куйбышевского, Рыбинского), где $F_{\text{в}}$ превышает 5000 км², те же величины составляют соответственно 1157; 37,8 и 3,3 м³/с.

На основании только этих данных можно в каждом конкретном случае качественно оценить точность расчетов любой составляющей в уравнении водного баланса в створе ГЭС.

4.4. ОСОБЕННОСТИ БАЛАНСА РАСХОДОВ ДЛЯ ГАЭС, ГЭС—ГАЭС, ПЭС И В КАСКАДЕ

Рассмотренные выше уравнения водного баланса в створе ГЭС применимы и для одиночных ГАЭС, ГЭС — ГАЭС и ПЭС. Необходимо лишь учитывать некоторые особенности этих гидроэнергетических установок. Так, для ГАЭС несовмещенного типа

$$Q_{\text{гаэс}}(t) \equiv Q_{\text{в}}(t). \qquad (4.20)$$

Потери из водохранилищ ГАЭС влияют только на их объемы, но не на $Q_{\text{гаэс}}$ в данный момент времени. Пла-

вающий же лед потерь расхода не создает, так как вытесняет собой определенный объем воды, пропорциональный весу, т. е. поднимает уровень воды в бассейне.

Для ГАЭС с искусственными водоемами режим $Q_{\text{гаэс}}(t)$ не влияет на $z_{\text{вб}}$ и $z_{\text{нб}}$ в данный момент времени. Эти отметки, а также геометрический напор определяются только объемом воды в бассейнах ГАЭС в данный момент t.

Если в верхний бассейн ГАЭС есть дополнительная приточность, то для турбинного режима будут справедливы соотношения, аналогичные ГЭС, т. е.

$$Q^{\text{т}}_{\text{гаэс}}(t) = Q^{\text{вб}}_{\text{в}}(t) + Q_{\text{пр}}(t) - Q_{\text{ф}}(t) - Q_{\text{исп}}(t) + Q_{\text{ос}}(t). \quad (4.21)$$

Подобное выражение будет и при насосном режиме ГАЭС с дополнительной приточностью в нижний бассейн.

Для несовмещенных ГАЭС с искусственными водоемами баланс расходов можно получить с высокой степенью точности (до 1—2%) за заданный интервал времени. Соответственно повышается и точность расчета $Q_{\text{пр}}$ к ГАЭС.

Для ГЭС — ГАЭС практически справедливо все сказанное для ГЭС в § 4.2 и 4.3. Для ПЭС, где естественная приточность отсутствует, $Q_{\text{нб}}(t)$ при заданном графике нагрузки всегда определяется только режимом уровней бьефов и энергетическими характеристиками ПЭС. При прямом турбинном режиме ПЭС он практически никак не влияет на уровень моря, определяемый мареограммой. Для обратного турбинного режима, когда вода из моря поступает в бассейн ПЭС, режим уровней его (т. е. геометрический напор ПЭС) зависит только от объема воды в нем, а не от $Q_{\text{пэс}}$ в данный момент времени.

Остановимся теперь на балансе расходов в каскадах ГЭС различного вида. Для плотинных ГЭС практически весь естественный сток может быть пропущен через створ ГЭС. Потери расхода определяются только неэнергетическими его составляющими $Q_{\text{исп}}$, $Q_{\text{ф}}$, $Q_{\text{л}}$, $Q_{\text{вхс}}$ ... и $Q_{\text{х.сбр}}$.

Для каскада деривационных ГЭС имеют место дополнительные потери местного притока на участке от головного узла до нижнего бьефа.

С точки зрения особенностей режимов работы каскада ГЭС по расходу отметим следующее.

Для установившихся режимов работы каскада при расчете $Q_{вб}$ в качестве $Q_{пр}$ обычно принимают расход нижнего бьефа верхней ГЭС по отношению к данной. Кроме того, в $Q_{вб}$ добавляется дополнительная естественная приточность воды в данное водохранилище, или, так называемая, боковая приточность $Q_{б.пр}$.

Таким образом, для $Q_в(t)$ l-й ГЭС в каскаде (отсчет ГЭС сверху вниз) можно написать:

$$Q_{вб\,l}(t) = Q_{нб\,(l-1)}(t) + Q_{б.пр\,l}(t) \pm Q_{вl}(t) \pm Q_{л\,l}(t) + \\ + Q_{ос\,l}(t) - Q_{исп\,l}(t) - Q^{заб}_{вхс\,l}(t) + Q^{возв}_{вхс\,l}(t) \pm Q^{в}_{ф\,l}(t). \quad (4.22)$$

Для самой верхней ГЭС $Q_{нб(l-1)}(t)=0$ и $Q_{пр}(t)=Q_{б.пр}(t)$. С учетом уравнения водного баланса в створе l-й ГЭС и допущений, аналогичных сделанным выше при анализе (4.13), можно записать:

$$Q_{нб(l-1)}(t) + Q_{б.прl}(t) \pm Q_в(t) = \\ = Q_{гэсl}(t) + Q_{х.сбрl}(t). \quad (4.23)$$

Эти соотношения будут справедливы только для установившегося режима работы каскада по расходу. Для неустановившегося режима ГЭС каскада по расходу в уравнениях (4.22) и (4.23) необходимо учесть конечную скорость распространения волны повышения или понижения расхода (т. е. уровня) на данной ГЭС по длине водотока.

Если расчет режимов ГЭС ведется по математическим моделям, учитывающим неустановившееся движение воды, то указанное время добегания волны расхода между створами $\tau_{доб}$ уже будет учтено в них априори.

Для всех других моделей обычно используются два эмпирических приема: расчет по кривым динамических объемов и введение $\tau_{доб}$. По первому способу для определения притока воды от $(l-1)$-й ГЭС к l-й берется $Q_{нб(l-1)}$ в данный момент времени, а $Q_в$ рассчитывается по кривым динамических объемов при некотором среднем значении $\overline{Q}_{пр\,l}$ в данное водохранилище, определяемом соотношением

$$\overline{Q}_{пр\,l}(t) = 0{,}5\,(Q_{нб(l-1)}(t) + Q_{вб\,l}(t)), \quad (4.24)$$

т. е. расход водохранилища за Δt

$$Q_в = \frac{1}{\Delta t}\,[V^н_в(z^н_{вб}, \overline{Q}_{пр}) - V^к_в(z^к_{вб}, \overline{Q}_{пр})]. \quad (4.25)$$

Второй способ заключается в следующем (рис. 4.3). Пусть $(l-1)$-я и l-я ГЭС работали до момента t в установившемся режиме с постоянными значениями $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{пр}}$, $Q_{\text{гэс}}$. Увеличим на ΔQ расход $(l-1)$-й ГЭС, оставив неизменным уровень $z_{\text{вб}l}$. В этом случае в течение некоторого времени $t=\tau_{\text{доб}}$ будет происходить заполнение динамического объема l-го водохранилища, т. е. будет иметь место постепенное продвижение волны подъема уровней между створами ГЭС. Процесс этого заполнения по отношению к $V_{\text{в}l}$ в створе l-й ГЭС будет происходить по экспоненциальному закону и закончится через $\tau_{\text{доб}}$ поднятием уровня $z_{\text{вб}l}$ на $\Delta z_{\text{вб}l}$. Во избежание этого в момент $(t+\tau_{\text{доб}})$ необходимо увеличить $Q_{\text{нб}l}$ также на ΔQ, т. е. увеличение расхода $Q_{\text{нб}(l-1)}$ в момент t скажется на режиме l-й ГЭС через $\tau_{\text{доб}}$. Это означает, что для учета переходных процессов в бьефах смежных ГЭС необходимо $Q_{\text{нб}}$ $(l-1)$-й ГЭС сдвигать на $\tau_{\text{доб}}$ для его использования в расчетах $Q_{\text{вб}l}(t)$. Поэтому в (4.22) вместо $Q_{\text{нб}(l-1)}(t)$ необходимо использовать $Q_{\text{нб}(l-1)}(t-\tau_{\text{доб}})$, а (4.23) примет вид:

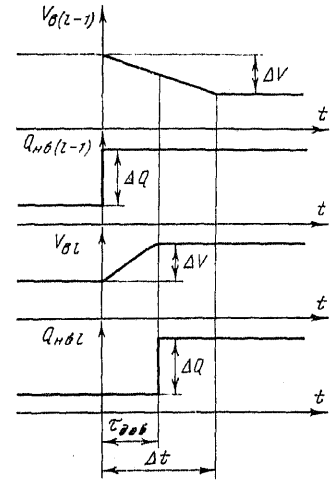


Рис. 4.3. Расчет времени добегания волны расходов между створами ГЭС.

$$Q_{\text{нб}(l-1)}(t-\tau_{\text{доб}})+Q_{\text{б.пр}l}(t)= \\ =Q_{\text{гэс}l}(t)+Q_{\text{х.сбр}l}(t), \qquad (4.26)$$

и для расчетов $Q_{\text{в}}$ можно пользоваться статическими кривыми водохранилища.

Значение $\tau_{\text{доб}}$ зависит от $Q_{\text{пр}l}$ и $z_{\text{вб}l}$. Обычно вполне допустимо брать некоторые постоянные значения $\tau_{\text{доб}}$ для каждого Δt и каждой ГЭС, где интервал Δt не более декады или месяца. Расчет $\tau_{\text{доб}}$ можно производить по кривым $V_{\text{в}}(z_{\text{вб}}, Q_{\text{пр}})$ и соотношению

$$\tau_{\text{доб}} \approx 0{,}5\,\frac{\partial V_{\text{в}}}{\partial Q_{\text{пр}}} \quad \text{при} \quad z_{\text{вб}}=\text{const} \qquad (4.27)$$

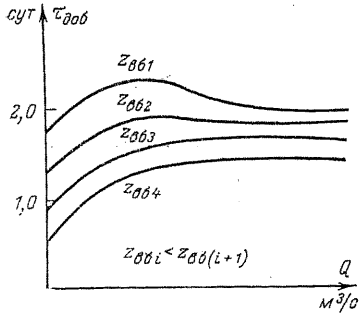


Рис. 4.4. Зависимости $\tau_{доб}$ от $z_{вб}$ и $Q_{пр}$.

в предположении линейного закона изменения $V_{вi}$ по времени на рис. 4.3.

На рис. 4.4 дан общий вид зависимостей $\tau_{доб}(z_{вб}, Q_{пр})$ для одной из Волжских ГЭС.

Очевидно, что учет $\tau_{доб}$ при обычном его значении, равном нескольким суткам, более всего сказывается на расчетах суточных и недельных режимов по напорам. Действительно, для суточных расчетов при $\tau_{доб} > 1$ сут можно принимать, что режимы ГЭС в каскаде взаимно независимы в данные сутки. Для недели учет $\tau_{доб} < 7$ сут обязателен. При длительных режимах ГЭС с учетом погрешностей расчета самого баланса расходов в створе при малом значении $\tau_{доб}$ по отношению к Δt (до 1—3%) учет времени добегания не всегда обязателен.

Для каскада из n плотинных ГЭС можно записать, что при отсутствии холостых сбросов расходы ГЭС и расходы в нижнем бьефе равны между собой, т. е.

$$\left.\begin{aligned}
&Q_{гэс\,1}(t) = Q_{пр1}(t) + Q_{в1}(t);\\
&Q_{гэс\,2}(t) = Q_{гэс\,1}(t - \tau_{доб1}) + Q_{б.пр2}(t) + Q_{в2}(t);\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\
&Q_{гэс\,n}(t) = Q_{гэс\,(n-1)}(t - \tau_{доп(n-1)}) +\\
&\qquad + Q_{б.пр\,n}(t) + Q_{в\,n}(t).
\end{aligned}\right\} \quad (4.28)$$

Если $\tau_{доб\,l} = \tau_{доб(l+1)} = 0$ при $l \neq (l+1)$, то

$$\left.\begin{aligned}
&Q_{гэс1}(t) = Q_{пр1}(t) + Q_{в1}(t);\\
&Q_{гэс2}(t) = Q_{гэс}(t) + Q_{б.пр2}(t) + Q_{в2}(t) =\\
&\quad = Q_{пр1}(t) + Q_{б.пр2}(t) + \sum_{l=1}^{2} Q_{в\,l}(t);\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\
&Q_{гэс\,n}(t) = Q_{пр1}(t) + \sum_{l=2}^{n} Q_{б.пр\,l}(t) + \sum_{l=1}^{n} Q_{в}(t).
\end{aligned}\right\} \quad (4.29)$$

Из (4.28) и (4.29) следует, что в каскаде режим нижней ГЭС связан, а иногда и во многом определяется

режимом верхней ГЭС. Расчет баланса расходов в каскаде при заданном режиме водотока и $Q_{вl}(t)$ необходимо вести сверху вниз по каскаду в отличие от режима уровней, рассчитывающихся только снизу вверх. С учетом общего баланса расходов и напоров в каскаде их расчет возможен лишь итерационным путем для сомкнутых каскадов. Разомкнутые же каскады при заданном режиме $Q_{вl}(t)$ можно рассчитывать по отметкам водохранилищ любым путем, даже сверху вниз.

Для учета $\tau_{доб}$ в каскаде следует учитывать режимы верхних ГЭС с учетом сдвига $Q_{нбl}(t)$ по времени. Так, для самой верхней ГЭС необходимо иметь данные о режимах, предшествующих моменту t на самой нижней ГЭС каскада на момент

$$\left(t-\sum_{l=1}^{n-1}\tau_{доб\,l}\right),\ \text{для 2-й ГЭС на}\ \left(t-\sum_{l=2}^{n-1}\tau_{доб\,l}\right)$$

и т. д. до $(l-1)$-й ГЭС на $(t-\tau_{доб(n-1)})$. Естественно, что это значительно усложняет расчеты по балансу расходов в каскаде.

С учетом $Q_{х.сбр}$ вместо (4.28) получим:

$$\left.\begin{aligned}
&Q_{нб1}(t)=Q_{пр1}(t)+Q_{в1}(t);\\
&Q_{нб2}(t)=Q_{нб1}(t-\tau_{доб1})+Q_{б.пр2}(t)+Q_{в2}(t);\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&Q_{нб\,n}(t)=Q_{нб(n-1)}(t-\tau_{доб(n-1)})+\\
&\qquad+Q_{б.пр\,n}(t)+Q_{в\,n}(t),
\end{aligned}\right\}\qquad(4.30)$$

а вместо (4.29)

$$\left.\begin{aligned}
&Q_{нб1}(t)=Q_{пр1}(t)+Q_{в1}(t);\\
&Q_{нб2}(t)=Q_{нб1}(t)+Q_{б.пр2}(t)+Q_{в2}(t)=\\
&\quad=Q_{пр1}(t)+Q_{б.пр2}(t)+\sum_{l=1}^{2}Q_{в\,l}(t);\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&Q_{нб\,l}(t)=Q_{пр\,l}(t)+\sum_{l=2}^{n}Q_{б.пр\,l}(t)+\sum_{l=1}^{n}Q_{вl}(t).
\end{aligned}\right\}\qquad(4.31)$$

В (4.30) и (4.31) несложно путем простой подстановки учесть и различные потери воды в каскаде. Из

рассмотренных уравнений следует, что для каскада весьма сложно определить априори наиболее оптимальное место водозабора воды на неэнергетические нужды.

Глава пятая

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Процесс преобразования различных видов энергии в другие ее формы на ГЭС, так же как и на любой электростанции, сопровождается потерями энергии. Чем меньше они, тем выше эффективность работы ГЭС. Потери энергии зависят от режима работы основного гидросилового оборудования.

Энергетические характеристики ГЭС определяют такой ее режим и те показатели, которые обеспечивают минимум потерь подведенной энергии. В аналитическом виде практически невозможно представить зависимости потерь энергии на гидроэлектростанции от основных показателей ее режима. Поэтому для изучения закономерностей, определяющих потери энергии, используется балансовый метод, когда каждое звено энергетических преобразований в агрегате и ГЭС рассматривается как неразрывная часть всей цепи.

Разобьем весь процесс преобразования энергии на ГЭС на ряд этапов, определяющихся в основном условием баланса напоров (см. гл. 3), на каждом этапе рассмотрим процесс преобразования энергии и выявим связанные с ним потери.

Если для ГЭС при $z_{вб}=\text{const}$ подведенную мощность выразить в виде

$$N_{гэс}^{под}=9{,}81Q_{гэс}H_{гэс}^{под}=9{,}81\,Q_{гэс}\,[z_{вб}-z_{нб}(Q_{н.б}=0)], \quad (5.1)$$

то полезная мощность на шинах генератора может быть найдена для наиболее сложной по схеме создания напора деривационной ГЭС по формуле

$$N_{гэс}=N_{гэс}^{под}-\Delta N_{дер}-\Delta N_{вод}-\Delta N_{нб}-\Delta N_{т}-\Delta N_{г}, \quad (5.2)$$

где $\Delta N_{дер}$ — потери мощности в деривации:

$$\Delta N_{дер}=9{,}81\,Q_{гэс}\Delta H_{дер}(Q_{гэс}); \quad (5.3)$$

$\Delta N_{вод}$ — потери мощности в напорных под-

водящих и отводящих сооружениях ГЭС, определяемые для каждого i-го водовода по формуле

$$\Delta N_{\text{вод}\,i}=9{,}81\ Q_{\text{вод}\,i}\Delta H_{\text{вод}\,i}(Q_{\text{вод}\,i}), \qquad (5.4)$$

$\Delta N_{\text{нб}}$ — потери мощности за счет поднятия уровня нижнего бьефа ГЭС при расходе, отличном от нуля, определяемые по формуле

$$\Delta N_{\text{нб}}=9{,}81\ Q_{\text{гэс}}\Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{гэс}}) \qquad (5.5)$$

при $\Delta z_{\text{нб}}=z_{\text{нб}}(Q_{\text{гэс}})-z_{\text{нб}}(Q_{\text{гэс}}=0)$; $\Delta N_{\text{т}}$ и $\Delta N_{\text{г}}$ — потери мощности в турбине и генераторе.

Потери мощности в деривации, напорных водоводах и нижнем бьефе определяются гидравлическими характеристиками соответствующих этапов преобразования энергии и не зависят от вида установленного оборудования. Они могут быть легко подсчитаны по приведенным формулам и представлены в графическом виде как функции одной переменной. При известных характеристиках $\Delta H_{\text{дер}}(Q_{\text{гэс}})$, $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{вод}})$, $\Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{гэс}})$ общий вид зависимостей $\Delta N_{\text{дер}}(Q_{\text{гэс}})$, $\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{вод}})$ и $\Delta N_{\text{нб}}(Q_{\text{гэс}})$ может быть получен методом графического умножения.

На рис. 5.1 дана характеристика для расчета $\Delta N_{\text{дер}}(Q_{\text{гэс}})$ при полюсном расстоянии $l_{\text{р}}$.

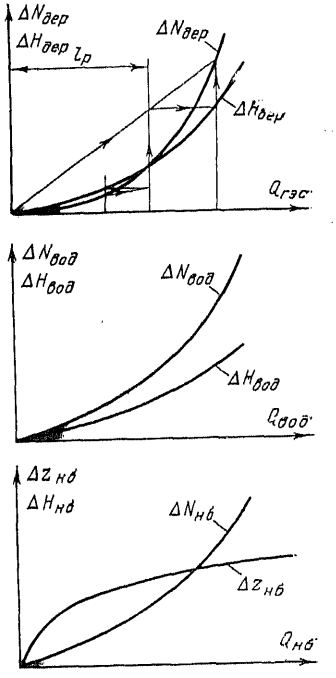


Рис. 5.1. Характеристики потерь мощности и напора в деривации, напорных водоводах и нижнем бьефе.

Общей закономерностью кривых потерь мощности, представленных на рис. 5.1, является то, что они монотонно возрастают при увеличении расхода ГЭС или длины водовода и являются выпуклыми. Наличие подпора в нижнем бьефе ГЭС не изменяет общий вид кривой $\Delta N_{\text{нб}}(Q_{\text{гэс}})$.

К сожалению, для потерь мощности в агрегате, равных сумме $\Delta N_т$ и $\Delta N_г$, нельзя так же просто получить их зависимости от основных показателей режима ГЭС, как это было только что сделано для $\Delta N_{дер}$, $\Delta N_{вод}$ и $\Delta N_{нб}$. *Потери в агрегате зависят от многих факторов и для их изучения также следует использовать балансовый метод.* Объясняется все это весьма сложными зависимостями, связывающими между собой основные показатели и параметры режима гидроагрегата. Именно они и определяют основную сложность в расчете $\Delta N_{гэс}(Q_{гэс})$.

От адекватности математических моделей энергетических характеристик гидроагрегата натурному объекту во многом зависит и эффективность работы ГЭС в целом. Особенно это относится к плотинным схемам ГЭС, где потери мощности в агрегате составляют значительную долю $\Delta N_{гэс}$. Это объясняется тем, что баланс мощности на этих ГЭС имеет вид:

для приплотинных ГЭС

$$N_{гэс} = N^{под}_{гэс} - \Delta N_{гэс} = N^{под}_{гэс} - \Delta N_{вод} - \Delta N_{нб} - \Delta N_а; \quad (5.6)$$

для русловых ГЭС

$$N_{гэс} = N^{под}_{гэс} - \Delta N_{гэс} = N^{под}_{гэс} - \Delta N_{нб} - \Delta N_а. \quad (5.7)$$

Рассмотрим основные показатели и параметры, определяющие любой режим турбин: $N_т$ — развиваемая ею мощность, подводимая к генератору ($N_т = N^{под}_г$); $Q_т$ — потребляемый расход воды; $H_т$ — напор нетто; $\eta_т$ — к. п. д.; a_0 — открытие направляющего аппарата; φ^0 — 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 ($q^{уд}_т$, $q_т$). В отличие от $q^{уд}_т$, $q_т$, $\Delta N_т$, $\Delta Q_т$, $\eta_т$ 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 $Q_т$ ис-

пользуются 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 (см. гл. 12).

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

$$F_т = F_т(N_т, Q_т, H_т, a_0, \varphi^0, D_1, n) = 0. \qquad (5.8)$$

Для радиально-осевых и ковшовых турбин из (5.8) следует исключить φ^0. Поворотно-лопастные и диагональные турбины имеют пять расчетных переменных: a_0, φ^0, D_1, n и одну из $N_т$, $Q_т$ и $H_т$, радиально-осевые турбины — только четыре: a_0, D_1, n и одну из $N_т$, $Q_т$ и $H_т$. По указанным расчетным переменным можно однозначно определить как оставшиеся абсолютные переменные, так и производные от них, в том числе и к. п. д. Это показывает на условность деления переменных на расчетные и зависимые от них. Выбор их определяется конкретными условиями задачи.

Из-за невозможности воспроизведения функции (5.8) в аналитическом виде можно представлять ее фазовыми характеристиками (по терминологии, принятой в кибернетике). Последние соответствуют (5.8) при условии постоянства некоторых параметров режима турбины и реализуются как функции одного переменного в графическом или табличном виде.

Существует несколько подходов к определению названия фазовых характеристик. Первый — по независимой переменной: напорные, оборотные, расходные, мощностные и т. д. Например, оборот-

ная характеристика определяет набор кривых $N_т(n)$, $Q_т(n)$ ... при постоянных значениях $H_т$, D_1, a_0, φ^0. Второй — по зависимой переменной: рабочие по к. п. д., расходные по $Q_т$ и др.

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 весьма неполно представляют энергетические качества турбин в целом. Более предпочтительны с этой точки зрения универсальные характеристики, отражающие зависимость параметров и показателей режима турбины от двух независимых переменных. Наиболее широко из них используются: $\eta_т(N_т, H_т)$ — напорно-мощностная эксплуатационная (иногда называемая просто эксплуатационной), $\eta_т, (Q_т, H_т)$ — напорно-расходная эксплуатационная, $Q_т(N_т, H_т)$ — расходная эксплуатационная, $\varphi^0(a_0, H_т)$ — комбинаторная характеристика и др.

Фазовые и универсальные характеристики и будут использоваться в дальнейшем изложении.

Для того чтобы увязать между собой различные показатели режима турбины и получить возможность их представления в виде фазовых и универсальных характеристик, рассмотрим математические выражения, определяющие баланс мощности в гидротурбине.

Из (5.2), (5.6) и (5.7) следует, что подведенная к гидротурбине мощность водного потока равна:

$$N_т^{под} = 9{,}81 Q_т H_т \text{ кВт} = \frac{Q_т H_т}{102} \text{ МВт}, \qquad (5.9)$$

где $H_т$ рассчитывается по формулам, приведенным в § 3.1, с учетом режимов оборудования ГЭС. Величины $H_т$ и $Q_т$ определяются на основе расчетов оптимального внутристанционного режима ГЭС (см. гл. 6).

Полезная мощность турбины или подведенная мощность к генератору будет меньше $N_т^{под}$ на размеры потерь $\Delta N_т$, т. е.

$$N_т = N_г^{под} = N_т^{под} - \Delta N_т. \qquad (5.10)$$

Так как полный к. п. д. турбины

$$\eta_т = \frac{N_т}{N_т^{под}} = \frac{N_т^{под} - \Delta N_т}{N_т^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_т}{N_т^{под}}, \qquad (5.11)$$

то вместо (5.10) можно записать:

$$N_т = N_т^{под}\eta_т = 9{,}81 Q_т H_т \eta_т = 9{,}81 H_т (Q_т^{\circ} - \Delta Q_т), \qquad (5.12)$$

где $Q^{\circ}_т$ — расход воды в турбине при $\eta_т = 1{,}0$;

$$\Delta Q_т = \frac{\Delta N_т}{9{,}81 H_т}. \qquad (5.13)$$

Соответственно

$$\Delta N_т = N_т^{под}(1 - \eta_т) = N_т \frac{1 - \eta_т}{\eta_т} = 9{,}81 H_т \Delta Q_т, \qquad (5.14)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N^*_т = \frac{\Delta N_т}{N_т} = \frac{1 - \eta_т}{\eta_т}. \qquad (5.15)$$

Полные потери мощности в турбине $\Delta N_т$ состоят из трех основных составляющих:

$$\Delta N_т = \Delta N_т^{Q} + \Delta N_т^{H} + \Delta N_т^{мех}. \qquad (5.16)$$

Здесь $\Delta N^{Q}_т$ — объемные потери, связанные с тем, что часть расхода турбины, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе; $\Delta N^{H}_т$ — 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.; $\Delta N^{мех}_т$ = механические и прочие виды потерь, связанные с преодолением трения во вращающихся частях турбины, на вентиляцию и т. д. Сумма $\Delta N^{Q}_т$ и $\Delta N^{H}_т$ определяет собой так называемые гидравлические потери в турбине $\Delta N_т^{гидр}$.

Удельный вес каждой из составляющих (5.16) 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 к. п. д.

и потери, можно рассчитать любые из распространенных в настоящее время производных показателей $q_т^{уд}$ и $q_т$.

Удельные расходы воды по мощности

$$q_т^{уд}=\frac{Q_т}{N_т}=\frac{1}{9{,}81H_т\eta_т}\ м^3/(с\cdot кВт)=$$

$$=\frac{102}{H_т\eta_т}\ м^3/(с\cdot МВт). \qquad (5.17)$$

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 м³/(с·кВт) для высоконапорных ГЭС.

Обратная величина удельного расхода $q_т^{уд}$ характеризует энергетическую емкость каждой единицы расхода воды:

$$q_{т1}^{уд}=\frac{1}{q_т^{уд}}=\frac{N_т}{Q_т}=9{,}81\ H_т\eta_т\ кВт\cdot с/м^3=$$

$$=\frac{H_т\eta_т}{102}\ МВт\cdot с/м^3. \qquad (5.18)$$

В практике эксплуатации ГЭС применяются и другие удельные показатели, связанные с выработкой энергии и стоком воды за время t:

$$q_{т2}^{уд}=\frac{W_т}{Э_т}=\frac{q_т^{уд}}{3600}\ м^3/(кВт\cdot ч)=\frac{q_т^{уд}}{3{,}6}\ м^3/(МВт\cdot ч); \qquad (5.19)$$

$$q_{т3}^{уд}=\frac{Э_т}{W_т}=\frac{3600}{q_т^{уд}}\ кВт\cdot ч/м^3=\frac{3{,}6}{q_т^{уд}}\ МВт\cdot ч/м^3, \qquad (5.20)$$

где $W_т$ — в м³, а $Э_т$ — в кВт·ч.

В оптимизационных расчетах используются различные дифференциальные показатели работы турбин, например $q^{H_т}$ и $q^{Q_т}$, характеризующие собой приращение $Q_т$ или $H_т$ для выдачи единицы дополнительной мощности соответственно при $H_т=\text{const}$ и $Q_т=\text{const}$ для заданного значения $N_т$. Формулы для расчета этих показателей с учетом особенностей энергетических характеристик турбин будут даны в § 5.2.

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 $t°_{нач}$. Часть подведенной к генератору мощности $N_г^{под}$ неизбежно в нем теряется.

Полные потери мощности в генераторе

$$\Delta N_г = \Delta N_{х.х} + \Delta N_{к.з} + \Delta N_{воз}. \qquad (5.21)$$

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 агрегата.

Соответственно к. п. д. генератора будет:

$$\eta_г = \frac{N_г}{N_г^{под}} = \frac{N_г}{N_т} = \frac{N_г^{под} - \Delta N_г}{N_г^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_г}{N_г^{под}}. \qquad (5.22)$$

В качестве удельных показателей генератора используется отношение $N_т^{под} = N_т$ к $N_г = N_а$, т. е.

$$q_г^{уд} = \frac{N_г^{под}}{N_г} = \frac{1}{\eta_г} > 1{,}0, \qquad (5.23)$$

или его обратная величина

$$q_{г1}^{уд} = \frac{N_г}{N_г^{под}} = \eta_г < 1{,}0. \qquad (5.24)$$

Эти показатели определяют эффективность работы генератора с точки зрения использования ими подведенной мощности.

Полезная мощность агрегата

$$N_г = N_а = N_т^{под} - \Delta N_а = N_т^{под} - \Delta N_т - \Delta N_г =$$

$$= N_т^{под} - \Delta N_т^{Q} - \Delta N_т^{H} - \Delta N_т^{мех} - \Delta N_{х.х} - \Delta N_{к.з} -$$

$$- \Delta N_г^{мех} = N_т^{под} \frac{N_т}{N_т^{под}} \frac{N_г}{N_г^{под}} = N_т^{под} \eta_т \eta_г =$$

$$= N_т^{под} \eta_а = 9{,}81 Q_т H_т \eta_т \eta_г = 9{,}81 Q_т H_т \eta_а, \qquad (5.25)$$

или по аналогии с (5.12)—(5.15)

$$N_г = N_а = 9{,}81\, H_т (Q°_а - \Delta Q_а), \qquad (5.26)$$

где $Q_т = Q_а$; $Q^0_а = Q^0_т$ — расход воды в агрегате при $\eta_а = 1{,}0$;

$$\Delta Q_а^1 = \frac{\Delta N_а}{9{,}81 H_т} = \frac{\Delta N_т + \Delta N_г}{9{,}81 H_т} = \Delta Q_т + \Delta Q_г. \qquad (5.27)$$

Соответственно

$$\Delta N_а = \Delta N_г + \Delta N_т = N_г^{под}(1 - \eta_а) =$$

$$= N_а \frac{1 - \eta_а}{\eta_а} = 9{,}81 H_т \Delta Q_а, \qquad (5.28)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N^*_а = \frac{\Delta N_а}{N_а} = \frac{1 - \eta_а}{\eta_а}. \qquad (5.29)$$

На основе (5.25) можно найти выражение и для $Q_т$ и $H_т$:

$$Q_т = Q_а = \frac{N_а}{9{,}81 H_г \eta_а} = \frac{N_а}{9{,}81 H_т \eta_т \eta_г} =$$

$$= \frac{N_т^{под}}{9{,}81 H_т} = \frac{N_а + \Delta N_а}{9{,}81 H_т} = Q^0_а + \Delta Q_а =$$

$$= Q^0_а + \Delta Q_т + \Delta Q_г = \frac{N_а + \Delta N_т + \Delta N_г}{9{,}81 H_т} \ldots, \qquad (5.30)$$

$$H_т = H_а = \frac{N_а}{9{,}81 Q_а \eta_а} = \frac{N_а}{9{,}81 Q_а \eta_т \eta_г} =$$

$$= \frac{N_т^{под}}{9{,}81 Q_а} = \frac{N_а + \Delta N_а}{9{,}81 Q_а} = \frac{N_а + \Delta N_т + \Delta N_г}{9{,}81 Q_а}. \qquad (5.31)$$

Удельные и дифференциальные показатели гидроагрегата можно также 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 $q_а^{уд}$, $q^H_а$ и $q^Q_а$ следующим образом:

$$q_а^{уд} = \frac{Q_а}{N_а} = \frac{Q_т}{N_т} \frac{N_т}{N_а} = q_т^{уд} q_г^{уд}; \qquad (5.32)$$

$$q_а^H = \frac{\partial Q_а}{\partial N_а} = \frac{\partial Q_т}{\partial N_т} \frac{\partial N_т}{\partial N_г} = q_т^H q_г \qquad (5.33)$$

при $H_т = \text{const}$ и $\cos\varphi = \text{const}$;

$$q_а^Q = \frac{\partial H_т}{\partial N_а} = \frac{\partial H_т}{\partial N_т} \frac{\partial N_т}{\partial N_г} = q_т^Q q_г \qquad (5.34)$$

при $Q_а = \text{const}$ и $\cos\varphi = \text{const}$,

где $q_т^{уд} = q_т^{уд}(N_т)$, $q_г^{уд} = q_г^{уд}(N_г)$, $q_т^{H} = q_т^{H}(N_т)$, $q_т^{Q} = q_{т_Q}^{Q}(N_т)$ 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 их, 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 $Q_а$ ввести $N_т^{под}$, равную $9{,}81\,Q_а H_т$, то $q_а^{уд}$ и $q_а$ 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 сказанного выше 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[1] те же, что и для турбин. Несколько меняются названия: потребляемая насосом, или, точнее, двигателем насоса, мощность из сети $N_а = N_{дв}$, подача насоса $Q_н$, развиваемый напор $H_н$. Для обратимых радиально-осевых гидромашин в отличие от турбин невозможно плавное изменение их подачи в зависимости от требований нагрузки. Для осевых и диагональных обратимых гидромашин этого ограничения нет. Ведутся разработки обратимых турбин с поворачивающейся частью их лопастей, обладающих возможностью непрерывного регулирования подачи.

Рассмотрим составляющие баланса мощности в насосных агрегатах.

Полезная мощность, отдаваемая насосом жидкости с расходом $Q_н$ при развиваемом напоре $H_н$,

$$N_н = 9{,}81 Q_н H_н \text{ кВт} = \frac{Q_н H_н}{102} \text{ МВт}. \qquad (5.35)$$

---

[1] Условимся под названием насосные агрегаты для краткости изложения принимать и обратимые агрегаты, работающие в насосном режиме.

Потребляемая насосным агрегатом из сети мощность будет больше $N_н$ на потери $\Delta N_{ну}$, состоящие обычно из двух основных составляющих (при $z_{вб}=\text{const}$ и $z_{нб}=\text{const}$):

$$N_{дв}=N_а=N_н+\Delta N_{ну}=N_н+\Delta N_{вод}+\Delta N_а, \quad (5.36)$$

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 к. п. д. насосного агрегата

$$\eta_а=\frac{N_н}{N_{дв}}=\frac{N_{дв}-\Delta N_а}{N_{дв}}=1-\frac{\Delta N_а}{N_{дв}}. \quad (5.37)$$

В этом случае можно записать, что

$$N_{дв}=\frac{N_н}{\eta_а}=\frac{9{,}81Q_нH_н}{\eta_а}=N_н+\Delta N_а=9{,}81H_н(Q^{\circ}_н+\Delta Q_а), \quad (5.38)$$

где $Q^{\circ}_н$ — подача насоса при $\eta_а=1{,}0$;

$$\Delta Q_а=\frac{\Delta N_а}{9{,}81H_н}=\frac{\Delta N_н+\Delta N_{дв}}{9{,}81H_н}=\Delta Q_н+\Delta Q_{дв}. \quad (5.39)$$

Соответственно

$$\Delta N_н=N_{дв}-N_н=N_н\left(\frac{1-\eta_а}{\eta_а}\right)=9{,}81H_н\Delta Q_а=\Delta N_н+\Delta N_{дв} \quad (5.40)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N^*_а=\frac{\Delta N_а}{N_н}=\frac{1-\eta_а}{\eta_а}. \quad (5.41)$$

С учетом баланса мощности в насосном агрегате $N_н$ и $N_{дв}=N_а$ могут быть рассчитаны по формулам

$$N_н=N_а\eta_а=N_а\eta_н\eta_{дв}; \quad (5.42)$$

$$N_{дв}=N_а=\frac{N_н}{\eta_а}=\frac{N_н}{\eta_н\eta_{дв}}=\frac{9{,}81Q_нH_н}{\eta_{дв}\eta_н}, \quad (5.43)$$

при этом в $\eta_н$ и $\eta_{дв}$ учитываются те же виды потерь, что и для турбины и генератора.

По аналогии с турбинами можно найти выражения и для двух других абсолютных показателей режима

насосного агрегата:

$$Q_{н} = Q_{а} = \frac{N_{дв}\eta_{а}}{9{,}81H_{н}} = \frac{N_{дв}\eta_{н}\eta_{дв}}{9{,}81H_{н}} = \frac{N_{н}}{9{,}81H_{н}} =$$

$$= \frac{N_{дв} - \Delta N_{а}}{9{,}81H_{н}} = \frac{N_{дв} - \Delta N_{н} - \Delta N_{дв}}{9{,}81H_{н}} = Q^{\circ}_{н} - \Delta Q_{а} =$$

$$= Q^{\circ}_{н} - \Delta Q_{н} - \Delta Q_{дв}; \qquad (5.44)$$

$$H_{н} = H_{а} = \frac{N_{дв}\eta_{а}}{9{,}81Q_{н}} = \frac{N_{дв}\eta_{дв}\eta_{н}}{9{,}81Q_{н}} = \frac{N_{н}}{9{,}81Q_{н}} = \frac{N_{дв} - \Delta N_{а}}{9{,}81Q_{н}}. \qquad (5.45)$$

Удельные и дифференциальные показатели насосного агрегата могут быть получены на основе баланса мощности в нем по следующим выражениям:

$$q^{уд}_{а} = \frac{Q_{н}}{N_{дв}} = \frac{Q_{н}}{N_{н}} \frac{N_{н}}{N_{дг}} = q^{уд}_{н} q^{уд}_{дв}, \qquad (5.46)$$

где $q^{уд}_{н}$ и $q^{уд}_{дв}$ — удельные показатели насоса и двигателя;

$$q^{уд}_{нI} = \frac{Q_{н}}{N_{н}} = \frac{1}{9{,}81H_{н}} = \frac{Q^{\circ}_{н} - \Delta Q_{а}}{N_{ц}}; \qquad (5.47)$$

$$q^{уд}_{дв} = \frac{N_{н}}{N_{дв}} = \eta_{дв}. \qquad (5.48)$$

Дифференциальные показатели насосных агрегатов в отличие от турбинных зависят не только от показателей режима станции в целом ($H_{а}$=const или $H_{а}$=var и т. д.), но и от вида системы насоса. Например, для осевых и диагональных обратимых гидромашин, регулирующих нагрузку плавно от 0 до $N^{уст}_{а}$ при $H_{н}$=const, можно записать:

$$q^{н}_{а} = \frac{\partial Q_{н}}{\partial N_{дв}} = \frac{\partial Q_{н}}{\partial N_{н}} \frac{\partial N_{н}}{\partial N_{дв}} = q^{н}_{н} q_{дв}, \qquad (5.49)$$

где $q^{н}_{н} = q^{н}_{н}(N_{н})$ 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 (5.46) и (5.49) следует вместо $Q_{н}$ ввести $N_{п}$, равную 9,81 $Q_{н}H_{п}$. В этом случае будем иметь следующие выражения для $q^{уд}_{п}$ и $q^{н}_{п}$:

$$q^{уд}_{п} = q^{н}_{п} = 1{,}0, \qquad (5.50)$$

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 мы рассмотрели 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.

5.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИННЫХ АГРЕГАТОВ

В настоящее время не имеется 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 значительной погрешностью.

Так, для натурных испытаний в зависимости от метода их проведения средняя ожидаемая погрешность к. п. д. будет находиться в пределах 1,6—3,0%. Погрешности модельных испытаний значительно меньше (по к. п. д. в пределах 0,4—1,0%). Однако это совсем не гарантирует того, что такую же точность будут иметь и характеристики натурных гидроагрегатов, полученных методами теории подобия и моделирования.

Наиболее полное и достоверное представление об экономичности работы гидроагрегата дают его рабочие характеристики или характеристики потерь мощности

(расхода) в нем. При этом от адекватности их реальному объекту во многом зависит и эффективность работы всей гидростанции в целом.

Эффективным способом получения указанных характеристик является балансовый метод. Замер и расчет отдельных компонент $\Delta N_т$ возможен в процессе натурных испытаний, что весьма трудно осуществить на ГЭС для натурной турбины.

Значительно легче, хотя и достаточно сложным путем, можно замерить все составляющие потерь $\Delta N_т$ на модельной турбине. Полученные в результате этих экспериментов характеристики компонентов потерь $\Delta N_т$ могут далее служить основой для изучения энергетических характеристик реальных турбин, подобных модельной. Иными словами, все особенности энергетических характеристик модельных турбин будут присущи и натурным, и наоборот.

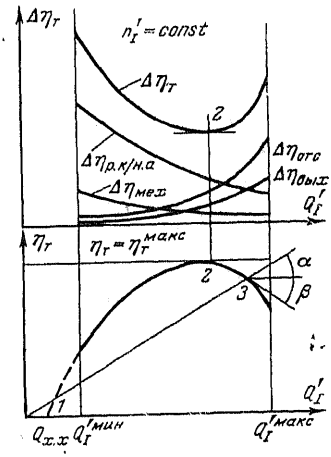


Рис. 5.2. Баланс мощности в модельной поворотно-лопастной турбине.

На рис. 5.2 показаны в общем виде кривые зависимостей потерь к. п. д. компонентов $\Delta N_т$, полученные экспериментально для модельной поворотно-лопастной турбины в диапазоне расходов от $Q_I'^{мин}$ до $Q_I'^{макс}$.

Механические потери малы и слабо зависят от режима турбины, они достигают максимума при малых нагрузках и с ростом их уменьшаются почти по гиперболическому закону.

Гидравлические потери, в которые обычно включаются и объемные из-за трудности их выделения, изменяются по-разному при изменении нагрузки. Так, потери напора в спиральной камере, статоре турбины и направляющем аппарате ($\Delta\eta_{р.к/н.а}$) так же как и $\Delta\eta_{мех}$, изменяются почти по гиперболическому закону.

Потери напора в отсасывающей трубе $\Delta\eta_{отс}$ и с выходной скоростью потока $\Delta\eta_{вых}$ изменяются также почти по параболическому закону.

Суммированием всех видов потерь на рис. 5.2 получена зависимость $\Delta\eta_т(Q'_I)$ и затем $\eta_т(Q'_I)$ при $\eta_т = (1{,}0 - \Delta\eta_т)$. Наиболее существенными особенностями кривой являются непрерывность и вогнутость ее. Причем в зависимости от систем турбин экстремум $\eta_т(Q'_I)$ достигается при разной нагрузке и различен по своей абсолютной величине. Так, для радиально-осевых турбин в отличие от поворотно-лопастных максимум к. п. д., как правило, выше и достигается при нагрузках, близких к максимальным. Для радиально-осевых турбин это объясняется бо́льшими механическими потерями и меньшими гидравлическими, чем для поворотно-лопастных турбин.

Общей закономерностью для всех турбин является быстрый рост $\Delta N_т^{гидр}$ *при увеличении* Q'_I *и быстром снижении* $\eta_т$ *в зоне максимальных расходов, что ведет даже к уменьшению* N'_I *при росте* Q'_I *из-за увеличения открытия направляющего аппарата.*

Действительно, при

$$N'_I = 9{,}81\,\eta_т Q'_I(\eta_т) \qquad (5.51)$$

экстремальное значение N'_I по Q'_I будет получено при выполнении условия

$$\frac{dN'_I}{dQ'_I} = 9{,}81\left(\eta_т + Q'_I\frac{d\eta_т}{dQ'_I}\right) = 0 \qquad (5.52)$$

или

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{\eta_т}{Q'_I} = -\frac{d\eta_т}{dQ'_I} = -\operatorname{tg}\beta. \qquad (5.53)$$

Условие (5.53) проиллюстрировано в графическом виде на рис. 5.2.

Получение экстремума $N'_I(Q'_I)$ возможно лишь для нисходящей части $\eta_т(Q'_I)$, где $d\eta_т/dQ'_I < 0$. Причем в точке, где выполняется условие (5.53), $N'_I(Q'_I)$ достигает максимума, что следует из отрицательности второй производной для нисходящей части $\eta_т(Q'_I)$:

$$\frac{d^2N'_I}{dQ'^2_I} = 9{,}81\left(2\frac{d\eta_т}{dQ'_I} + \frac{d^2\eta_т}{dQ'^2_I}\right) < 0. \qquad (5.54)$$

Обозначим точку холостого хода 1, точку максимума к. п. д. $\eta_т(Q'_I)$ *— 2, а точку, где* $N'_I(Q'_I)$ *достигает максимума, — 3.* Назовем эти точки особыми режим-

ными[1], поскольку они соответствуют характерным экстремальным условиям работы турбины, и будем их далее использовать для анализа агрегатных энергетических характеристик.

Из рис. 5.2 следует, что экстремум $N'_I(Q'_I)$ достигается при значениях к. п. д., меньших $\eta_т^{макс}$. Это объясняется тем, что абсолютное значение потерь мощности в турбине, которое может быть получено по выражению

$$\Delta N_т = N_т\left(\frac{1-\eta_т}{\eta_т}\right) =$$

$$= 9{,}81 Q'_I\left(\frac{1-\eta_т}{\eta_т}\right) = 9{,}81 Q'_I \Delta N^*_т, \qquad (5.55)$$

не совпадает по характеру своего изменения по Q'_I со своими относительными характеристиками: $\eta_т(Q'_I)$ или $\Delta N^*_т(Q'_I)$.

На рис. 5.3 представлены зависимости $\Delta N_т(Q'_I)$ и $\Delta N^*_т(Q'_I)$, полученные на основе (5.55) и использования в качестве исходной характеристики $\eta_т(Q'_I)$. Характеристика $\Delta N^*_т(Q'_I)$ по своему виду практически обратна кривой $\eta_т(Q'_I)$, т. е. выпукла и более полога при одинаковом масштабе $\eta_т$ и $\Delta N^*_т$.

Произведение $\Delta N^*_т$ на 9,81 Q'_I, определяющее $\Delta N_т(Q'_I)$, также будет выпукло на основе известных положений функционального анализа. Однако место расположения экстремальных точек для $\Delta N_т(Q'_I)$ не будет совпадать с $\eta_т(Q'_I)$ или $\Delta N^*_т(Q'_I)$.

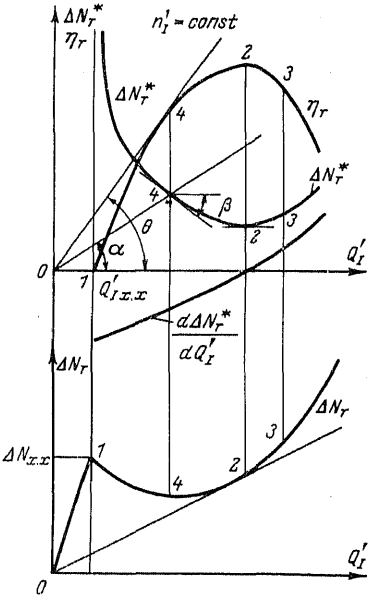


Рис. 5.3. Особые режимные точки для характеристик модельной турбины.

[1] Впервые метод особых режимных точек был предложен канд. техн. наук Д. О. Сейфуллой.

Действительно, экстремум $\Delta N_т$ по Q'_I может быть достигнут при выполнении условия

$$\frac{d\Delta N_т}{dQ'_I}=9{,}81\left(\Delta N^*_т+Q'_I\frac{d\Delta N^*_т}{dQ'_I}\right)=0 \qquad (5.56)$$

или

$$\frac{\Delta N^*_т}{Q'_I}=-\frac{d\Delta N^*_т}{dQ'_I}. \qquad (5.57)$$

Из непрерывности и вогнутости $\Delta N^*_т(Q'_I)$ *следует, что точка с* $\Delta N_т=\Delta N^{мин}_т$ *(обозначим ее 4) может быть достигнута лишь на нисходящей ветви этой кривой, т. е. левее точки 2 на рис. 5.3.* Точке *4* на $\eta_т(Q'_I)$ будет соответствовать условие

$$\frac{\eta_т}{Q'_I}=\frac{d\eta_т}{dQ'_I}. \qquad (5.58)$$

В зоне от 0 до 1 потери мощности $\Delta N_т$ *изменяются по линейному закону в соответствии с тем, что здесь они равны произведению 9,81 на* Q'_I.

Точке 2 на $\Delta N_т(N'_I)$ *и* $Q'_I(N'_I)$ *будет соответствовать прохождение касательной к этим кривым, проведенной из начала координат, что следует из выражения, обеспечивающего необходимые условия экстремума* $\eta_т(N'_I)$:

$$\frac{d\eta_т}{dN'_I}=\frac{1}{9{,}81Q'^2_I}\left(Q'_I-N'_I\frac{dQ'_I}{dN'_I}\right)=0. \qquad (5.59)$$

С учетом известных взаимосвязей всех параметров режимов турбины между собой полученные характеристики можно преобразовать к виду, более удобному для их использования при анализе энергетических характеристик турбин (рис. 5.4).

Общий вид фазовых характеристик натурных турбин будет аналогичен модельным при замене условия $n'_I=\text{const}$ на соответствующее ему значение $H_т=\text{const}$, Q'_I на $Q_т$, N'_I на $N_т$.

В качестве примера на рис. 5.5,*а* показан принципиальный вид основных фазовых энергетических характеристик для поворотно-лопастных и диагональных турбин при $H_т=\text{const}$.

На этом же рисунке показано использование метода особых режимных точек для проверки правильности построения различных энергетических характеристик. За-

висимость $\Delta N^*_т(N_т)$ проверена по $\Delta N_т(N_т)$ и $\eta_т(N_т)$, а $Q_т(N_т)$ — по $\Delta N_т(N_т)$ (рис. 5.5,*б* и *в*).

Так, точка *2* соответствует прохождению касательной к $Q_т(N_т)$ через начало координат. В точке же *4* касательная $Q_т(N_т)$ параллельна линии $\eta_т=1{,}0$ или $Q^o_т=(9{,}81\ H_т)^{-1}\ N_т$.

Характеристики $q^{ув}_т$ и $\Delta N^*_т$, как и $\Delta N_т$ и $\Delta Q_т$, отличаются друг от друга размерностью и совпадают по внешнему виду.

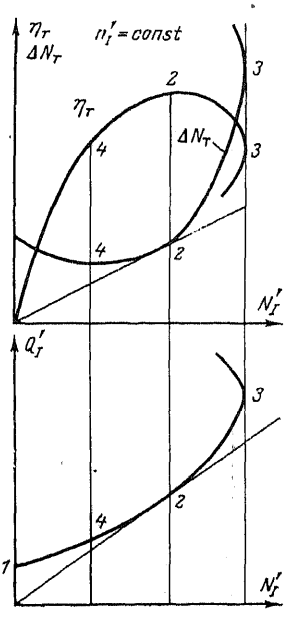


Рис. 5.4. Особые режимные точки для характеристик модельной турбины.

Основные особенности энергетических характеристик радиально-осевой турбины при $H_т=\text{const}$ показаны на рис. 5.6. Для этих турбин весьма характерно наличие зоны полостной кавитации при относительно небольших нагрузках (до 50%) $N^{ном}_т$, где к. п. д. турбины снижается более резко, чем для поворотно-лопастных и диагональных турбин. Рабочая характеристика радиально-осевой турбины в этой зоне имеет перегиб (рис. 5.6) в отличие от почти параболической формы ее для поворотно-лопастных и диагональных агрегатов. Указанное снижение к. п. д. за счет перегиба [на кривой $\eta_т(N_т)$] может достигать 2—3%.

Наличие перегиба на $\eta_т(N_т)$ *ведет к появлению нескольких экстремумов на кривых* $\Delta N_т(N_т)$ *и* $\Delta Q_т(N_т)$ *(точки 4′, 4″ и 4‴), где выполняется условие (5.57).* В этих же точках $Q_т(N_т)$ имеет касательные, параллельные прямой $\eta_т=1{,}0$ (рис. 5.6,*а*, *б*). Дифференциальная характеристика радиально-осевой турбины $q_т=q_т(N_т)$, где $q_т=dQ_т/dN_т$ при $H_т=\text{const}$ имеет одинаковое значение в точках *4′*, *4″* и *4‴*. Здесь $q_т$ равно $(9{,}81\ H_т)^{-1}$ на основе того, что в этих точках $d\Delta N_т/dN_т=0$, а также на основе следующего выражения:

$$q_т = \frac{dQ_т}{dN_т} = \frac{1}{9{,}81 H_т}\left(1 + \frac{d\Delta N_т}{dN_т}\right) \text{ при } H_т = \text{const}. \quad (5.60)$$

В точке 2 $q_т$ будет равно $(9{,}81\, H_т \eta_т)^{-1}$ на основе анализа выражения

$$q_т = \frac{dQ_т}{dN_т} = \frac{1}{9{,}81 H_т \eta^2_т}\left(\eta_т - N_т \frac{d\eta_т}{dN_т}\right) \text{ при } H_т = \text{const}. \quad (5.61)$$

Поскольку мы перешли уже к анализу вида и особенностей дифференциальных характеристик турбин, то

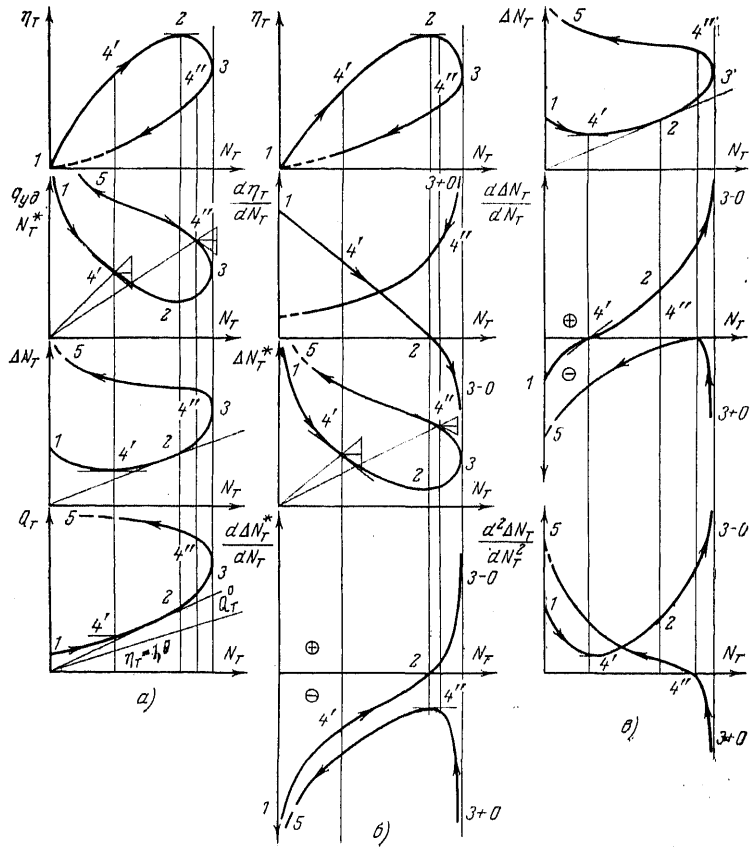


Рис. 5.5. Общий вид основных энергетических характеристик натурной поворотно-лопастной турбины при $H_т = \text{const}$.

остановимся на обосновании корректных способов их получения.

Рассмотрим в качестве примера наиболее распространенные дифференциальные характеристики вида $q_т = q_т(N_т)$, где $q_т = dQ_т/dN_т$ при $H_т = \text{const}$. Из-за отсутствия аналитической зависимости $Q_т$ от $N_т$ остается единственный способ их получения — численный. *Если*

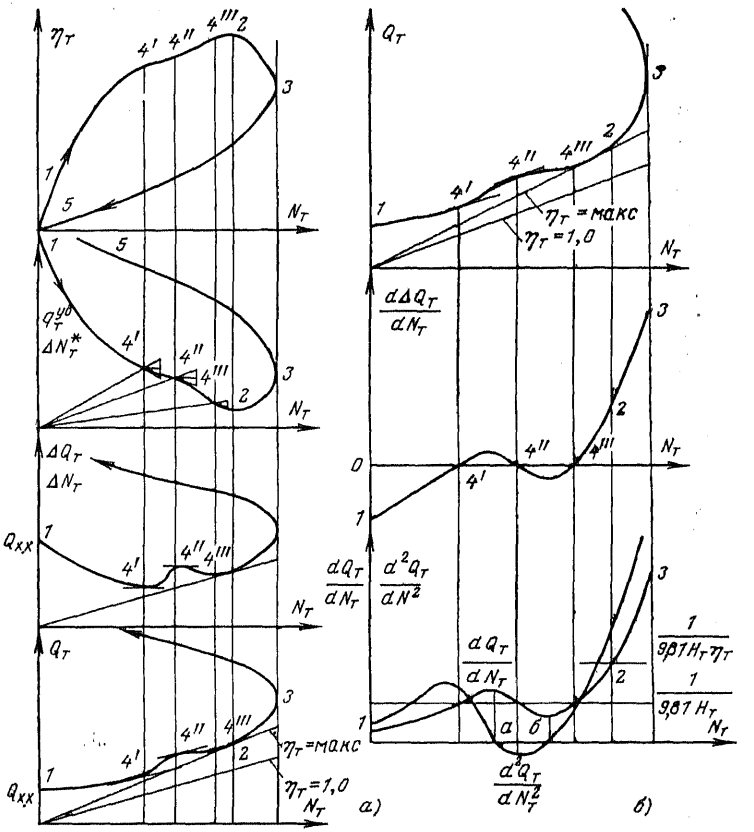


Рис. 5.6. Общий вид основных энергетических характеристик натурной радиально-осевой турбины при $H_т = \text{const}$.

использовать в качестве $q_т$ *отношение приращений* $Q_т$ *и* $N_т$, *то с учетом погрешности* $Q_т(N_т)$ *в 2—3% и более погрешность* $q_т$ *будет в десятки раз больше, что совершенно недопустимо.* В связи с этим обычно используют

известные из численных методов приемы, снижающие погрешность $q_т$. Для этого можно выразить $Q_т$ через $\eta_т$, $\Delta N_т$ или $\Delta Q_т$, которые дают значительно меньшую погрешность в расчете $q_т$, чем расходные характеристики турбин.

Выражения $q_т$ через $\Delta N_т$ и $\eta_т$ представлены формулами (5.60) и (5.61). При использовании $\Delta Q_т(N_т)$ будем иметь следующее выражение для $q_т$ при $H_т=\text{const}$:

$$q_т=\frac{dQ_т}{dN_т}=\frac{1}{9{,}81H_т}+\frac{d\Delta Q_т}{dN_т}. \qquad (5.62)$$

Для (5.60)—(5.62) входящие в них производные могут быть рассчитаны методом конечных разностей. Например, для (5.51) будем иметь (рис. 5.7):

$$q_т=\frac{1}{9{,}81H_т\eta_т(\overline{N}_{тi})}\times$$

$$\times\left[\eta_т(\overline{N}_{тi})-\overline{N}_{тi}\frac{\eta_т(\overline{N}_{тi}+\delta N_т)-\eta_т(\overline{N}_{тi}-\delta N_т)}{2\delta N_т}\right]. \qquad (5.63)$$

На основе анализа исходных характеристик можно представить и вид $q_т(N_т)$. Так, в точке *1* на рис. 5.6 величина $q_т\Rightarrow\infty$, в точках *4′*, *4″* и *4‴* величина $q_т=(9{,}81\,H_т)^{-1}$. В точке *2*, где $d\eta_т/dN_т=0$, имеем равенство $q_т$ и $q_т^{уд}$, так как здесь

$$q_т=\frac{dQ_т}{dN_т}=\frac{1}{9{,}81H_т\eta_т}\equiv q_т^{уд}. \qquad (5.64)$$

Так как *для поворотно-лопастной и диагональной турбин* $q_т(N_т)$ *— монотонно-возрастающая кривая, а* $q_т^{уд}(N_т)$ *имеет вид параболы с экстремумом — минимумом в точке 2, то, следовательно, левее точки 2* $q_г^{уд}$ *больше* $q_т$, *а правее — наоборот (рис. 5.7). Та же картина будет наблюдаться и для радиально-осевых турбин.*

Энергетические характеристики гидрогенераторов в отличие от характеристик турбин могут быть получены балансовыми методами и для действующей ГЭС.

На рис. 5.8 представлены зависимости потерь мощности в гидрогенераторе в долях к. п. д. для основных составляющих $\Delta N_г$, т. е. $\Delta\eta_{х.х}$, $\Delta\eta_{к.з}$ и $\Delta\eta_{воз}$. Если последние две кривые близки к параболической зависимости, то $\Delta\eta_{х.х}(N_г)$ — гипербола. Из-за того что абсолютное значение $\Delta\eta_{х.х}$ больше, чем сумма $\Delta\eta_{к.з}$ и $\Delta\eta_{воз}$

в рабочем диапазоне нагрузок, максимальное значение к. п. д. гидрогенератора имеет место при предельном значении его нагрузки. Экстремум же $\eta_г(N_г)$ может находиться за пределом $N_г^{ном}$.

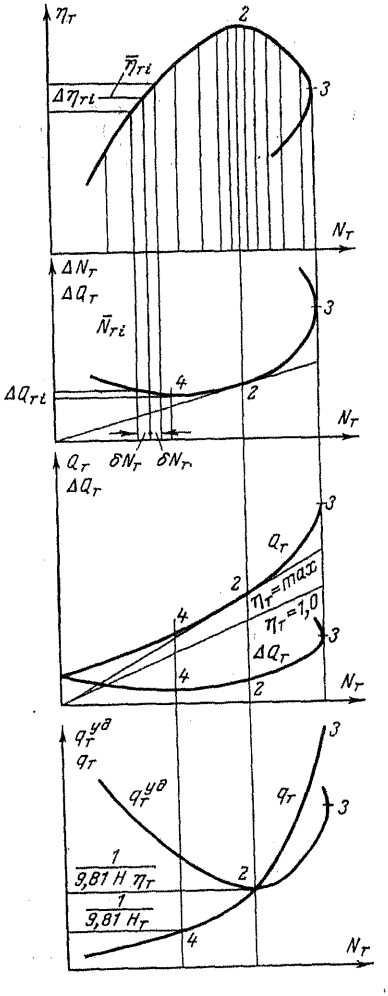


Рис. 5.7. Дифференциальные характеристики турбины при $H_т = const$.

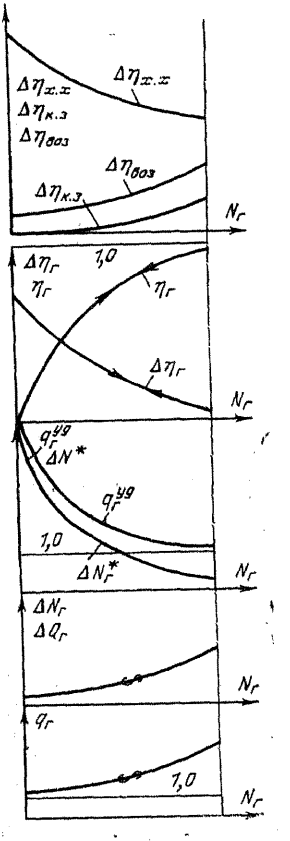


Рис. 5.8. Общий вид основных энергетических характеристик гидрогенератора.

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. 5.8 представлены и другие энергетические характеристики гидрогенератора, построенные на основе использования (5.22) и (5.23) и знания характера кривой $\eta_г(N_г)$. Дифференциальная характеристика гидрогенератора может быть построена с использованием следующих выражений (при $\cos\varphi=$ $=$const):

$$q_г = \frac{dN_г^{под}}{dN_г} = \frac{1}{\eta_г^2}\left(\eta_г - N_г \frac{d\eta_г}{dN_г}\right) \qquad (5.65)$$

или

$$q_г = \frac{dN_г^{под}}{dN_г} = 1 + \frac{d\Delta N_г}{dN_г}, \qquad (5.66)$$

где

$$\Delta N_г = N_г\left(\frac{1-\eta_г}{\eta_г}\right) = N_г \Delta N^*_г. \qquad (5.67)$$

Кривая $\Delta N^*_г(N_г)$ — обратная функция $\eta_г(N_г)$ по своему виду, как и $q_г^{уд}(N_г)$. Однако если $\Delta N^*_г(N_г)$ при $N_г \Rightarrow$ $\Rightarrow N_г^{ном}$ монотонно 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 $q_г^{уд}(N_г)$. Причина последнего заключается в том, что точка *2* на $\eta_г(N_г)$ в рабочем диапазоне нагрузок обычно не достигается.

Погрешность получаемых характеристик гидрогенератора, как правило, не превышает 0,5—1,0%.

На основе имеющихся характеристик турбины и гидрогенератора несложно с использованием уравнения баланса мощностей (5.25) 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. При этом общий вид характеристик блока в рабочей зоне изменения нагрузок будет аналогичен агрегатным характеристикам.

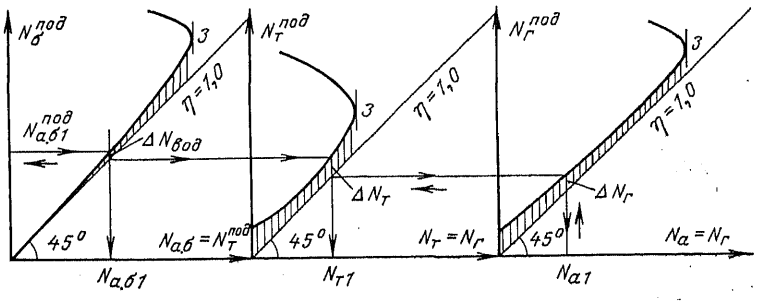


Рис. 5.9. Баланс мощности в агрегатном блоке.

Баланс мощности в агрегатном блоке пояснен в графическом виде на рис. 5.9. При этом считалось, что $N_{а.б}^{под}$ и $N_{а.б}$ связаны с $N_т^{под}$ следующими соотношениями:

$$N_{а.б}=N_т^{под}=N_{а.б}^{под}-\Delta N_{вод}=N_{а.б}^{под}\eta_{вод}, \qquad (5.68)$$

где

$$N_{а.б}^{под}=9{,}81Q_т H_{а.б}; \qquad (5.69)$$

$$\Delta N_{вод}=9{,}81Q_т\Delta H_{вод}; \qquad (5.70)$$

$$\eta_{вод}=\frac{N_т^{под}}{N_{а.б}^{под}}. \qquad (5.71)$$

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. 5.10). Это вызовет уменьшение к. п. д. и смещение его максимума при

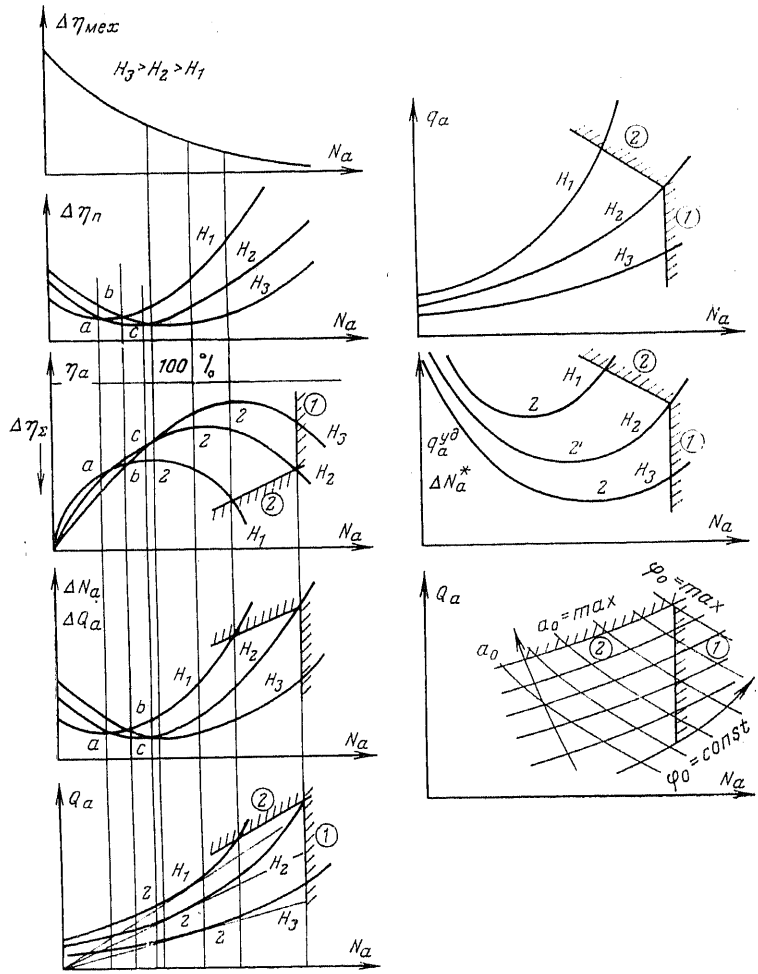


Рис. 5.10. Общий вид основных энергетических характеристик гидроагрегата при H_a=var.

1 — линия ограничения по генератору; *2* — то же по турбине.

росте $H_т$ в зону меньших нагрузок. Соответственно изменятся и все остальные характеристики агрегата.

Очевидно, что при $H_т = \text{var}$ 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 по мощности напора $H^N_р$. Под ним принято понимать минимальное значение $H_т = H_а$, при котором агрегат может работать с полной установленной мощностью, лимитируемой генератором, т. е. $N_а = N_а^{уст}$ при $\cos\varphi = \text{const}$, иными словами,

$$N_а^{макс}(H_а) = \begin{cases} N_а^{уст} = N_а^{ном} & \text{при } H_а \geqslant H_р^N; \\ N_а^{макс}(H_а) & \text{при } H_а < H_р^N. \end{cases} \qquad (5.72)$$

Разница между $N_а^{уст}$ *и* $N_а^{макс}(H_а)$ *при* $H_а < H_р^N$ *называется связанной по напору мощностью* $\Delta N_{связ}$:

$$\Delta N_{связ}(H_а) = N_а^{уст} - N_а^{макс}(H_а). \qquad (5.73)$$

Расчетному напору, выбираемому на основе технико-экономических расчетов, соответствует, как правило, $Q_а = Q_а^{макс}$, $a_0 = a_0^{макс}$ и $\varphi^0 = \varphi^{0\,макс}$.

Предельчая мощность поворотно-лопастных и диагональных турбин при $H_а < H_р^N$ будет ограничиваться при $a_0 = a_0^{макс} = \text{const}$ пропускной способностью их при данном $H^*_а$. При этом величина $Q_а^{пред}(H_а)$ при $H_а < H_р^N$ снижается с уменьшением $H_а$. Расчет ее можно приближенно производить по формуле Муди:

$$\frac{Q_{а1}}{Q_{а2}} \cong \sqrt{\frac{H_{а1}}{H_{а2}}}, \qquad (5.74)$$

---

* Мощность радиально-осевых турбин обычно еще ограничивается линией 5%-ного запаса. Она определяет предельно допустимую мощность по условиям устойчивости работы системы регулирования. Координаты ее рассчитываются при модельных испытаниях и соответствуют N'_{1i}, равной $0{,}95\,N'^{макс}_1$, при $n'_1 = \text{const}$. Затем она переносится на характеристики натурных турбин.

где Q_{a1} и Q_{a2} — предельные расходы гидротурбины при H_{a1} и H_{a2}.

Правильно выбранный H^N_p совпадает с точкой пересечения линии $a_0^{макс} = \text{const}$ (ограничение по турбине) и $N^{уст}_a$ (ограничение по генератору). Для поворотно-лопастных и диагональных турбин через эту точку проходит и изолиния $\varphi^{0макс} = \text{const}$, не ограничивая режим гидрогенератора в целом (рис. 5.11,*а* и *б*).

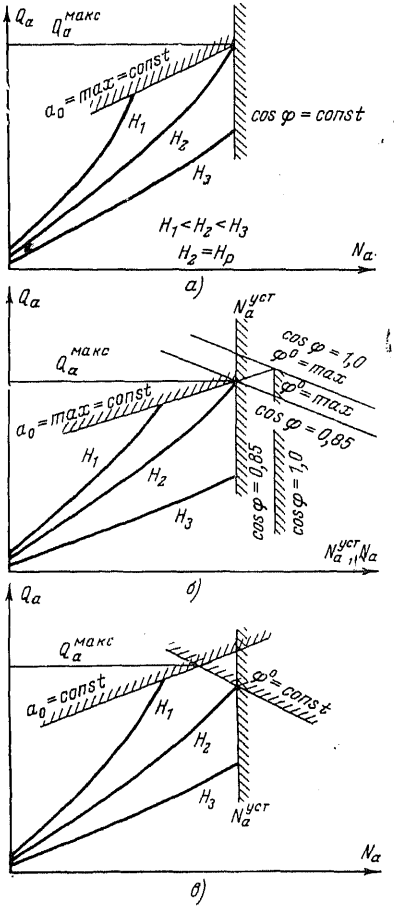


Рис. 5.11. Расходные характеристики гидроагрегата.

На рис. 5.11,*в* приведен и случай неправильного выбора H^N_p, а на рис. 5.11,*б* показано влияние изменения $\cos\varphi$ на показатели агрегата.

Наиболее полная картина энергетических особенностей гидроагрегата получается, если рассмотренные на рис. 5.11 зависимости представить в координатах (H_a—N_a) *или* (H_a—$Q_т$) (рис. 5.12). На них обычно наносятся изолинии $H_s = \text{const}$, иногда $Q_т = \text{const}$ или $N_a = \text{const}$, а также $a_0 = \text{const}$ и $\varphi^0 = \text{const}$. Для приплотинных и деривационных ГЭС вместо H_a на эксплуатационных характеристиках указывается $H_{a.б}$, расчет которых производится с учетом баланса мощностей (§ 5.1).

Энергетические характеристики агрегатов с активными ковшовыми турбинами во многом будут аналогичны характеристикам поворотно-лопастных и диагональных турбин. Для этих агре-

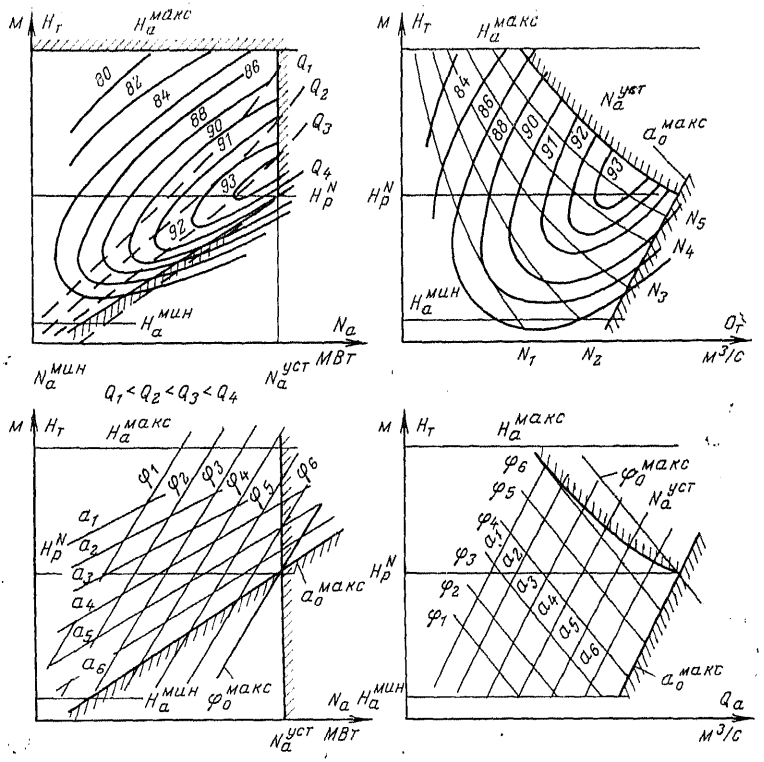


Рис. 5.12. Эксплуатационные характеристики гидроагрегата.

гатов 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 $\Delta N_{а.б}$ может иногда превышать сумму $\Delta N_т$ и $\Delta N_г$. Для ковшовых турбин не играет особой роли изменение $H_т$ и $H_{а.б}$.

5.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ И ОБРАТИМЫХ ГИДРОМАШИН В НАСОСНОМ РЕЖИМЕ

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 ради-

ально-осевых гидромашин и центробежных насосов (рис. 5.13), различающихся по быстроходности. Так, для тихоходных агрегатов (n_s= =40÷80 об/мин), предназначенных на большие напоры и малые подачи, зависимость $H_н(Q_н)$ имеет экстремум-максимум по $H_н$ (рис. 5.13,*б*). Для нормальных по быстроходности агрегатов (n_s=80÷150 об/мин) экстремумы наблюдаются для кривых $\eta_а(Q_н)$ и $N_{дв}(Q_н)$ на рис. 5.13,*а*.

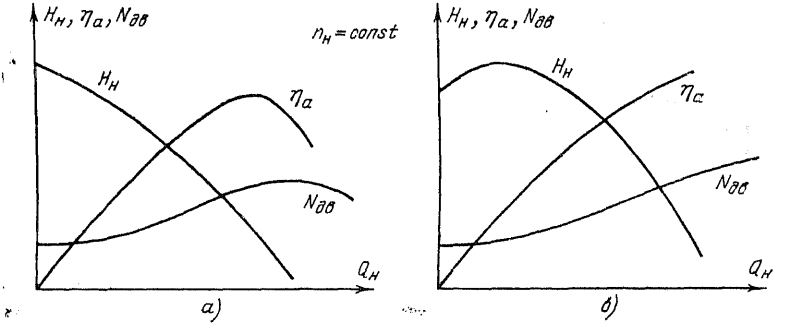


Рис. 5.13. Общий вид основных энергетических характеристик обратимой радиально-осевой гидромашины.

Особенностью этих обратимых гидромашин является возможность их 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

$$H_{потр} = z_{вб} - z_{нб} + \Delta H_{потр}, \qquad (5.75)$$

где $\Delta H_{потр} = \Delta H_{потр}(Q_н)$ — потери напора в напорных водоводах — подводящих и отводящих (рис. 5.14).

Устойчивый режим работы обратимых радиально-осевых гидромашин возможен только при таком значении $Q_н$, когда $H_{потр}(Q_н) \equiv H_н(Q_н)$ — точка а на рис. 5.14. Причем этот режим даже при равенстве $H_{потр}$ и $H_н$ может иметь место 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 регулирование подачи для обратимой

радиально-осевой гидромашины возможно лишь с учетом изменения уровней $z_{вб}$ или $z_{нб}$ или в результате изменения частоты вращения или дросселирования (уменьшения) $H_п$.

С точки зрения возможностей эффективного регулирования нагрузки более перспективны осевые и диагональные насосы или обратимые гидроагрегаты.

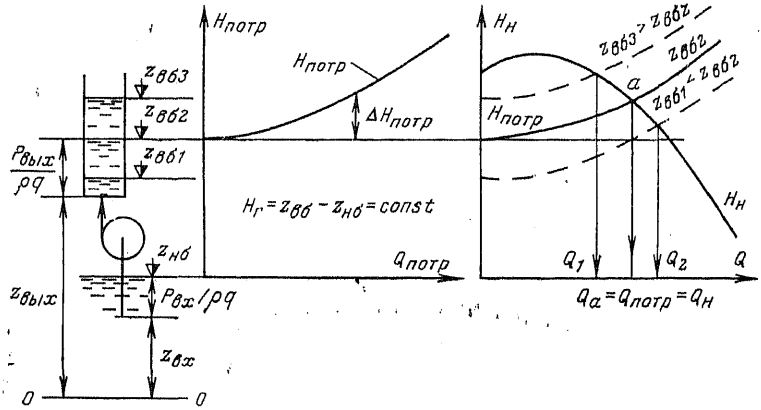


Рис. 5.14. Устойчивый режим работы насосного агрегата.

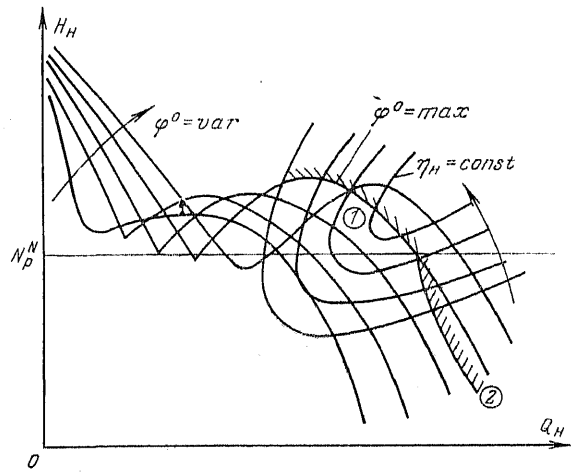
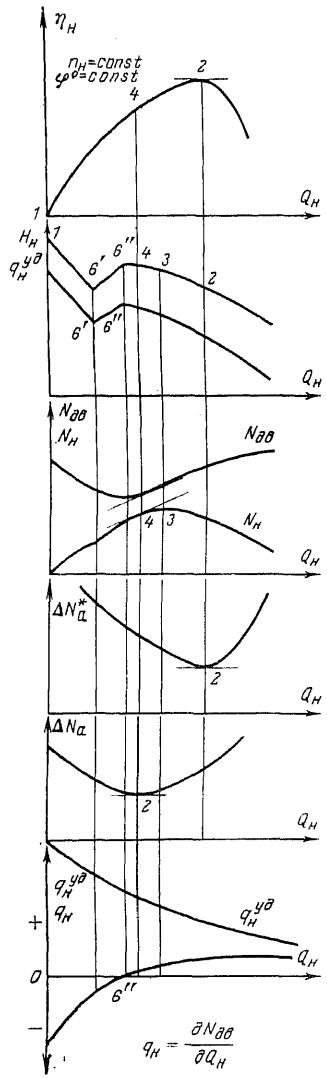


Рис. 5.15. Эксплуатационная характеристика обратимой поворотно-лопастной гидромашины.
1 — линия ограничения по насосу; *2* — то же по двигателю.



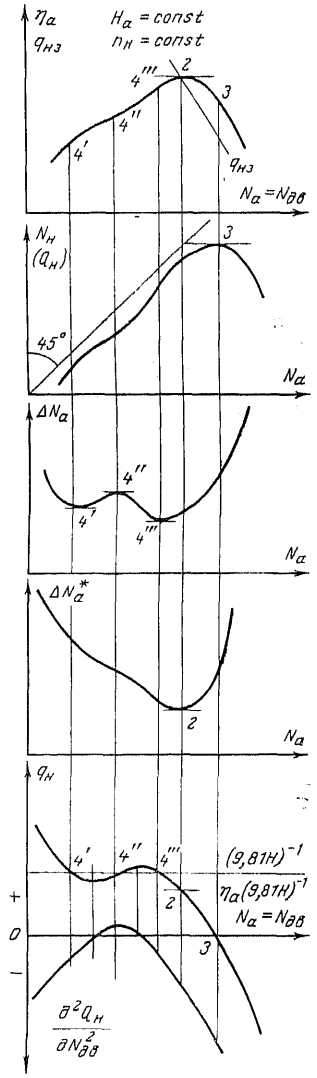


Рис. 5.16. Рис. 5.17.

Рис. 5.16. Общий вид основных энергетических характеристик обратимой осевой гидромашины для $n_н$=const и φ^0=const.

Рис. 5.17. Общий вид основных энергетических характеристик обратимого диагонального агрегата.

В качестве примера на рис. 5.15 представлена эксплуатационная характеристика осевого насоса, а на рис. 5.16 — фазовые характеристики при $n_{\text{н}}=\text{const}$ и $\varphi^0=\text{const}$. *Особенностью их является то, что при* $Q_{\text{н}}=0$ *мощность* $N_{\text{дв}}$ *достигает некоторого максимального значения, а затем при увеличении* $Q_{\text{н}}$ *она несколько снижается. Кроме того, на* $H_{\text{н}}(Q_{\text{н}})$ *имеются две ниспадающие ветви, но только одна из них, имеющая параболический характер, является рабочей частью этой характеристики (правее точки 6″ на рис. 5.16).*

Для осевых насосов может иметь место точка *3* — экстремум $N_{\text{н}}(Q_{\text{н}})$ левее точки *2*, где $\eta_{\text{а}}=\eta_{\text{а}}^{\text{макс}}$. Зависимость $\Delta N_{\text{а}}(Q_{\text{н}})$ имеет экстремум — минимум в точке *4*. Для кривых $N_{\text{дв}}(Q_{\text{н}})$ и $N_{\text{н}}(Q_{\text{н}})$ это означает параллельность касательных к ним в точке *4*. Экстремума — минимума в точке *6″* достигает $N_{\text{дв}}(Q_{\text{н}})$. Здесь же равняется нулю и $q_{\text{н}}=dN_{\text{дв}}/dQ_{\text{н}}$ при $n_{\text{н}}=\text{const}$ и $\varphi^0=\text{const}$. По абсолютной величине $q_{\text{н}}$ остается всегда меньше $q_{\text{н}}^{\text{уд}}=N_{\text{дв}}/Q_{\text{н}}$.

Энергетические характеристики насосного режима обратимой диагональной гидромашины при $H_{\text{н}}=\text{const}$ и $n_{\text{н}}=\text{const}$ будут обладать некоторыми особенностями, в том числе многоэкстремальностью $\Delta N_{\text{а}}(N_{\text{а}})$ и $q_{\text{н}}(N_{\text{а}})$ (рис. 5.17).

Глава шестая

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидроэлектростанция является обычным промышленным предприятием, использующим «сырье» — гидроэнергоресурсы для «переработки» его в продукцию — электроэнергию.

В связи с этим ГЭС как хозрасчетное предприятие стремится наиболее рационально для себя использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени запасы этого сырья. При этом ГЭС одновременно с другими электростанциями участвует в темпе реаль-

ного времени в покрытии общей нагрузки энергосистемы.

Это заставляет 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 этапов, взаимосвязанных переменными во времени и в пространстве.

Начиная с самых верхних уровней управления в электроэнергетике это последовательно будут задачи расчета оптимального длительного, а затем краткосрочного режима ГЭС и для уровня самой гидроэлектростанции — задача расчета оптимального внутристанционного режима ее основного оборудования. Первые две задачи будут рассмотрены в гл. 12 и 13. Здесь остановимся на третьей задаче, реализуемой для установившихся нормальных условий работы гидроагрегатов.

Основная цель этой задачи — оптимальным для ГЭС способом реализовать заданный с верхних уровней управления в энергетике план ее 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 выше *энергетические характеристики ГЭС могут быть представлены как зависимости абсолютных* ($N_{гэс}$, $H_{гэс}$, $Q_{гэс}$, $\Delta N_{гэсс}$) *или относительных* ($q^{уд}_{гэс}$, $q_{гэс}$) *показателей гидростанции между собой, полученные как результат 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 $H^N_р$ по пропускной способности турбины, а выше $H^N_р$ — по генератору (см. гл. 5). Для насосного режима обратимых радиально-осевых гидромашин для заданной характеристики сети возможен только один режим по по-

даче. 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 агрегатов вывод в ремонт одного или нескольких агрегатов в блоке приводит к необходимости распределения нагрузки между оборудованием 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 к. п. д. ГЭС для заданного периода T при заданных условиях работы гидростанции 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.

6.2. 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 $z^o(t)$, их состав $S^o(t)$ и распределение заданного графика активной и реактивной нагрузок ГЭС $N^{зад}_{гэс}(t)$ 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 следующие:

минимум расхода подведенной к ГЭС энергии за период T

$$Э^{под}_{гэс}(T)=\int_{t_0}^{t_к} N^{под}_{гэс}(t)\,dt=\int_{t_0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^o,\,s^o(t)} N^{под}_{ai}(t)\,dt\Rightarrow\min, \quad (6.1)$$

где

$$N^{под}_{ai}=9{,}81Q_{ai}H^{под}_{гэс}; \quad (6.2)$$

максимум к. п. д. или минимум потерь энергии на ГЭС за период Т

$$\Delta Э_{гэс}(T)=\int_{t_0}^{t_к}\Delta N_{гэс}(t)\,dt=\int_{t_0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^o,\,s^o(t)}\Delta N_{ai}(t)\,dt=$$

$$=9{,}81\int_{t_0}^{t_к}\sum_{i=0}^{z^o,\,s^o(t)} Q_{ai}(t)\,H_{ai}(t)\,(1-\eta_{ai}(t))\,dt\Rightarrow\min. \quad (6.3)$$

Минимум стока через ГЭС с учетом пусковых потерь $\Delta Q_{\text{п}}$, потерь на холостой ход $\Delta Q_{\text{х.х}}$ и протечек воды через неплотности направляющего аппарата в режиме синхронного компенсатора (СК) $\Delta Q_{\text{ск}}$

$$W_{\text{гэс}}(T) = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} Q_{\text{гэс}}(t)\,dt = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} \left[\sum_{i=0}^{z^0,\, s^0\,(t)} (Q_{\text{a}i}(t) + \Delta Q_{\text{п}i}(t) + \right.$$

$$\left. + Q_{\text{х.х}}(t) + \Delta Q_{\text{ск}i}(t)) \right] dt \Rightarrow \min. \qquad (6.4)$$

Критерий оптимальности может быть представлен и в векторной форме, если он многоцелевой. Формы и методы его реализации будут рассмотрены подробно в гл. 13, здесь в основном будут рассмотрены критерии оптимальности вида (6.1), (6.3), (6.4) или их частные выражения, такие, как

$$N^{\text{под}}_{\text{гэс}}(t) \Rightarrow \min; \qquad (6.5)$$

$$\Delta N_{\text{гэс}}(t) \Rightarrow \min; \qquad (6.6)$$

$$\eta_{\text{гэс}}(t) \Rightarrow \max; \qquad (6.7)$$

$$Q_{\text{гэс}}(t) \Rightarrow \min. \qquad (6.8)$$

В качестве ограничений типа равенства обычно принимают баланс активных и реактивных мощностей ГЭС:

$$N^{\text{зад}}_{\text{гэс}}(t) - \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0\,(t)} N_{\text{a}i}(t) = \varphi(t) = 0; \qquad (6.9)$$

$$\theta^{\text{зад}}_{\text{гэс}}(t) - \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0\,(t)} \theta_{\text{a}i}(t) = \psi(t) = 0. \qquad (6.10)$$

В качестве ограничений типа неравенства учитываются ограничения по активной мощности гидроагрегата или ГЭС в целом

$$N^{\text{мин}}_{\text{a}i}(t) \leqslant N_{\text{a}i}(t) \leqslant N^{\text{макс}}_{\text{a}i}(t) \quad (i = 1,\ 2,\ \ldots,\ k); \qquad (6.11)$$

$$N^{\text{мин}}_{\text{гэс}}(t) = \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0\,(t)} N^{\text{мин}}_{\text{a}i}(t) \geqslant N^{\text{вхс}}_{\text{гэс}}(t). \qquad (6.12)$$

или по расходу

$$Q_{\text{гэс}}^{\text{мин}}(t) = \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0\,(t)} Q_{ai}^{\text{мин}}(t) \geqslant Q_{\text{гэс}}^{\text{вхс}}(t). \qquad (6.13)$$

Предельные нагрузки агрегатов определяются как их пропускной способностью (см. гл. 5), так и экономическими ограничениями при малой их нагрузке. На ГЭС в целом могут накладываться ограничения по пропускной способности ВЛ, 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 $N_{\text{гэс}}^{\text{зад}}$ и $\theta_{\text{гэс}}^{\text{зад}}$ может быть задан режим попусков ГЭС, т. е. $Q_{\text{гэс}}(t)$ за $T = t_{\text{к}} - t_0$. Это задача, обратная рассмотренной. Тогда в качестве критерия оптимальности можно использовать максимум выработки ГЭС за период T:

$$\mathcal{Э}_{\text{гэс}} = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} N_{\text{гэс}}(t)\, dt = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0\,(t)} N_{ai}(t)\, dt \Rightarrow \max, \qquad (6.14)$$

или его частный случай:

$$N_{\text{гэс}}(t) \Rightarrow \max.$$

Очевидно, что основная задача и обратная взаимосвязаны и взаимозаменяемы.

Проанализируем представленную постановку основной задачи. Во-первых, она целочисленная, так как в решении возможно использовать пуск-остановку только целого агрегата. Во-вторых, для заданного числа и состава агрегатов она нелинейна в силу нелинейности энергетических характеристик агрегатов ГЭС (см. гл. 5). В-третьих, она имеет большую размерность для многоагрегатных ГЭС ($z > 10 \div 12$). Отсюда можно сделать общий вывод: основная задача с разнотипными агрега-

тами не имеет общего решения в каждом частном случае и 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 составы включенных агрегатов. В результате получим некоторое множество вариантов включенных агрегатов для покрытия $N^{зад}_{гэс\,i}$. Размерность ее 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. (z_j, s_l) [где l — номер состава, $l=1, 2 \ldots, C^{z_j}_{k}$], найдем оптимальное распределение нагрузки $N^{зад}_{гэс}$ между включенными агрегатами, числом z_j и составом s_l. Тогда получим в целом множество значений этого критерия, определенного на множестве 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:

1) решение частной задачи для заданного числа и состава агрегатов;

2) поиск оптимального решения для всей задачи в целом 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 (вариацион-

ное исчисление, принцип максимума 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 на ГЭС или на агрегатах во времени.

Задача 1 для простейшего случая, когда $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$ при заданном графике $N_{гэс}(t)$ и ограничениях вида (6.11) и (6.9).

При условии постоянного напора агрегатов их режимы не зависят друг от друга. Это позволяет использовать в качестве критериев оптимальности условия (6.5)—(6.8). Так как показатели режима для этих критериев будут одинаковы (различие будет лишь в их численной оценке), то рассмотрим один из них, наиболее представительный, с нашей точки зрения, — минимум расхода $Q_{гэс}(t)$ (6.8). 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 (6.9) и (6.11). Учтем ограничения вида (6.9) введением неопределенных нетривиальных множителей Лагранжа $\lambda(t) > 0$, а (6.11) — штрафной функцией $Ш$, т. е.

$$\Phi = Q_{гэс}(t) + \lambda(t)\left(N_{гэс}(t) - \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0(t)} N_{ai}(t)\right) + Ш \Rightarrow \min. \tag{6.15}$$

Здесь

$$Ш = \frac{1}{2}\left[\sum_{i=0}^{z^0,\, s^0} \mu_i \left(N_{ai}^{мин}(t) - N_{ai}(t)\right)^2 \operatorname{Sg}\left(N_{ai}^{мин}(t) - N_{ai}(t)\right) + \right.$$

$$\left. + \sum_{i=0}^{z^0,\, s^0} \gamma_i \left(N_{ai}(t) - N_{ai}^{макс}(t)\right)^2 \operatorname{Sg}\left(N_{ai}(t) - N_{ai}^{макс}(t)\right)\right], \tag{6.16}$$

где μ_i и γ_i $(i=1, 5, \ldots, z^0)$ — постоянные множители (эмпирические); $\operatorname{Sg}(f(x)-f^{\text{макс}}(x))=\operatorname{Sg} u$.

$\operatorname{Sg}(f^{\text{мин}}(x)-f(x))=\operatorname{Sg} u$ — функция сигнатура, определяемая соотношениями

$$\operatorname{Sg} u=\begin{cases}1, & 0 \text{ при } u\geqslant 0;\\ 0, & 0 \text{ при } u<0.\end{cases} \tag{6.17}$$

Необходимое условие экстремума (6.15) можно найти на основе решения уравнения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial N_{ai}}=0 \quad (i=1, 2, \ldots, z^0) \tag{6.18}$$

и балансового условия (6.9). 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 и решению (6.15).

Поскольку при $H_{ai}=H_{aj}=\text{const}$ режимы агрегатов взаимно независимы друг от друга, то условие (6.18) приобретет вид:

$$\frac{\partial Q_{ai}}{\partial N_{ai}}-\lambda(t)+\frac{\partial Ш}{\partial N_{ai}}=0 \quad (i=1, 2, \ldots, z^0) \tag{6.19}$$

или

$$\frac{\partial Q^*_{a1}}{\partial N_{a1}}=\frac{\partial Q^*_{a2}}{\partial N_{a2}}=\ldots=\frac{\partial Q^*_{az^0}}{\partial N_{az^0}}=\lambda(t), \tag{6.20}$$

где

$$\frac{\partial Q^*_{ai}}{\partial N_{ai}}=\frac{\partial Q_{ai}}{\partial N_{ai}}-\mu_i(N^{\text{мин}}_{ai}-N_{ai})\operatorname{Sg}(N^{\text{мин}}_{ai}-N_{ai})+$$

$$+\gamma(N_{ai}-N^{\text{макс}}_{ai})\operatorname{Sg}(N_{ai}-N^{\text{макс}}_{ai}). \tag{6.21}$$

Уравнение (6.20) отражает равенство дифференциальных показателей режима агрегата при условии задания и использования ранее принятых обозначений в следующем виде:

$$q^H_{ai}(N_{ai})=\begin{cases}q^H_{ai}(N_{ai})-\mu(N^{\text{мин}}_{ai}-N_{ai}) \text{ при } N_{ai}\leqslant N^{\text{мин}}_{ai};\\ q^H_{ai}(N_{ai}) \text{ при } N^{\text{мин}}_{ai}<N_{ai}<N^{\text{макс}}_{ai};\\ q^H_{ai}(N_{ai})+\gamma(N_{ai}-N^{\text{макс}}_{ai}) \text{ при } N_{ai}\geqslant N^{\text{макс}}_{ai}.\end{cases} \tag{6.22}$$

При $\mu_i \to \infty$ и $\gamma_i \to \infty$ (фиксация N_{ai} на предельных значениях) получаем следующую форму представления характеристик $q^H_a(N_a)$ с учетом (6.11):

$$q_a^H(N_{ai}) = \begin{cases} -\infty \text{ при } N_{ai} \leqslant N_{ai}^{мин}; \\ q_a^H(N_{ai}) \text{ при } N_{ai}^{мин} < N_{ai} < N_{ai}^{макс}; \\ +\infty \text{ при } N_{ai} \geqslant N_{ai}^{макс}. \end{cases} \quad (6.23)$$

В этом случае необходимое условие оптимального распределения нагрузки $N_{гэс}(t)$ для заданного состава из z работающих агрегатов по критерию (6.8) примет вид:

$$q_{ai}(N_{ai}(t)) = \ldots = q_{az}(N_{az}(t)) = q_{гэс}(N_{гэс}(t)) = \lambda(t). \quad (6.24)$$

На рис. 6.1 показана дифференциальная характеристика агрегата при H_a=const. Общий вид энергетических характеристик ГЭС пояснен на рис. 6.2, где показано оптимальное распределение нагрузки между двумя включенными агрегатами по критерию (6.8). Стрелками пояснена последовательность расчета оптимального режима ГЭС при нагрузке, равной A.

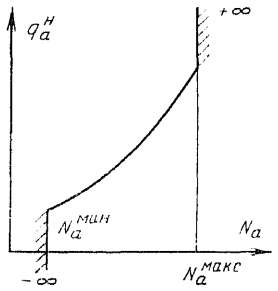


Рис. 6.1. Характеристика относительных приростов гидроагрегата при H_a = =const.

Реализация условия (6.24) по расходным характеристикам для двух агрегатов типа с поворотно-лопастной и пропеллерной турбинами пояснена на рис. 6.3; как видно, любое отклонение от условия (6.24) ведет к появлению режимных потерь $\Delta Q_{реж}$:

$$\Delta Q_{реж} = Q_{гэс} - Q^o_{гэс}, \quad (6.25)$$

где $Q^o_{гэс}$ — оптимальный (минимальный) расход ГЭС при заданной нагрузке $N_{гэс}$.

Потери $\Delta Q_{реж}$ будут тем больше, чем более выпуклы расходные характеристики агрегатов. Расходная характеристика ГЭС, построенная по условию (6.24), будет

всегда обеспечивать покрытие заданной $N_{гэсi}$ с минимальным (т. е. оптимальным) расходом $Q^{o}_{гэсi}$. На рис. 6.4 представлены в общем виде расходные характеристики двухагрегатной ГЭС для оптимального ($Q^{o}_{гэс}$) и неоптимальных ($Q_{гэс}$) способов распределения $N_{гэс}$. Как видно, при заданном произвольном значении $Q_{гэс}$ оптимальная характеристика $Q^{o}_{гэс}(N_{гэс})$ обеспечивает

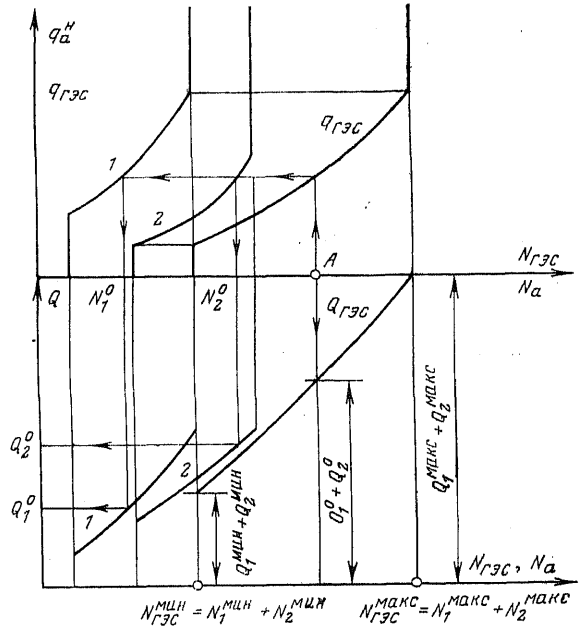


Рис. 6.2. Оптимальное распределение нагрузки между двумя гидроагрегатами по характеристикам относительных приростов.

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 ее постановка.

На рис. 6.5 путем введения дополнительной координаты пояснено, что $Q^{o}_{гэс}(N_{гэс})$ является геометрическим местом точек, соответствующих минимуму $Q_{гэс}$ для заданного $N_{гэс}$.

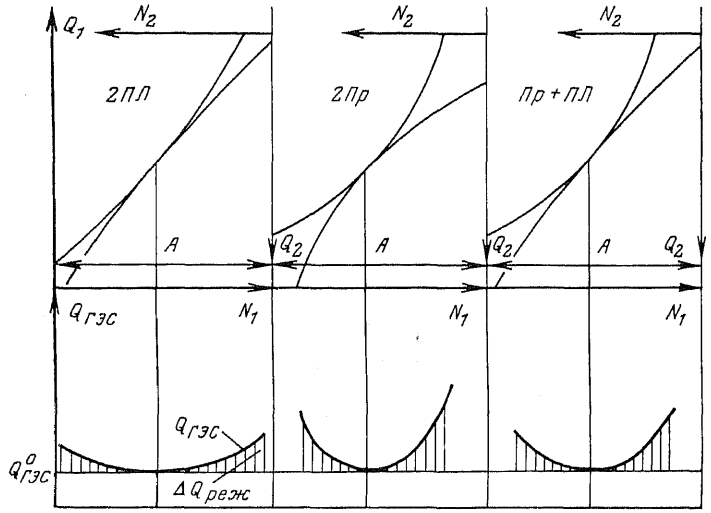


Рис. 6.3. Оптимальное распределение нагрузки между двумя гидроагрегатами с помощью расходных характеристик.
ПЛ — поворотно-лопастная турбина; *Пр* — пропеллерная турбина.

Учет потерь мощности в водоподводящих сооружениях. Рассмотрим случай, когда $H_{гэс}(t)=H_{а.б}(t)=\text{const}$. 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.

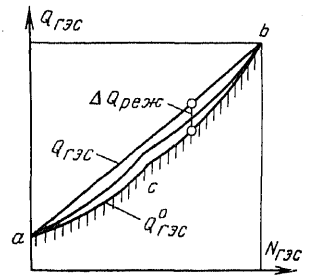


Рис. 6.4. Общий вид расходных характеристик ГЭС для разных способов распределения нагрузки.

Для получения решения при $H_{гэс}(t)=H_{а.б}(t)=\text{const}$ 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 $\Delta H_{водi}=\Delta H_{водi}(Q_{ai})$, где

$\Delta H_{\text{вод}} = kQ^m_{\text{а}}$. Потери мощности в водоводах рассчитываются по формуле

$$\Delta N_{\text{вод}} = 9{,}81 Q_{\text{а}} H_{\text{вод}} = 9{,}81 k Q_{\text{а}}^{m+1}. \qquad (6.26)$$

Очевидно, оптимальным распределением $Q_{\text{гэс}}$ при $H_{\text{а.б}}$=const будет такое, когда суммарные потери мощности на ГЭС будут минимальными. Тогда целевая функция примет вид:

$$\Phi = \Delta N_{\text{гэс}}(t) + \lambda(t)\left[Q_{\text{гэс}}(t) - \sum_{i=1}^{z^0,\ s^0(t)} Q_{\text{а}i}(t)\right] + Ш \Rightarrow \min, \qquad (6.27)$$

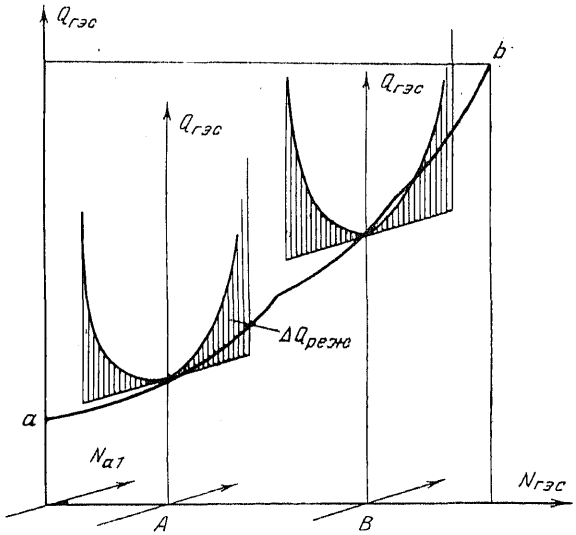


Рис. 6.5. Оптимальная расходная характеристика ГЭС.

где $Ш$ — штрафные функции, введенные для учета ограничений типа неравенств. Опуская подробные математические выкладки, можно записать, что оптимальное распределение $Q_{\text{гэс}}$ по критерию (6.27) будет соответствовать для ГЭС с блочной схемой подвода воды к агрегатам следующему условию.

$$\frac{\partial \Delta N^*_{\text{а.б1}}}{\partial Q_{\text{а1}}} = \frac{\partial \Delta N^*_{\text{а.б2}}}{\partial Q_{\text{а2}}} = \ldots = \frac{\partial \Delta N^*_{\text{а.бz}}}{\partial Q_{\text{аz}}} = \lambda(t) = \frac{\partial \Delta N^*_{\text{гэс}}}{\partial Q_{\text{гэс}}}, \qquad (6.28)$$

где $\Delta N^*_{а.б}=\Delta N^*_{а.б}(Q_{аi})$ — характеристики потерь мощности в агрегатном блоке с учетом ограничений по $Q_{аi}$. Они соответствуют обычным $\Delta N_{а.б}(Q_{аi})$, взятым при $\mu_i\to\infty$ и $\gamma_i\to\infty$, следующим образом (рис. 6.6,*а*):

$$\Delta N_{а.б}(Q_а)=\begin{cases}-\infty & \text{при } Q_а\leqslant Q_а^{мин};\\ \Delta N_{а.б}(Q_а) & \text{при } Q_а^{мин}<Q_а<Q_а^{макс};\\ +\infty & \text{при } Q_а\geqslant Q_а^{макс}.\end{cases} \quad (6.29)$$

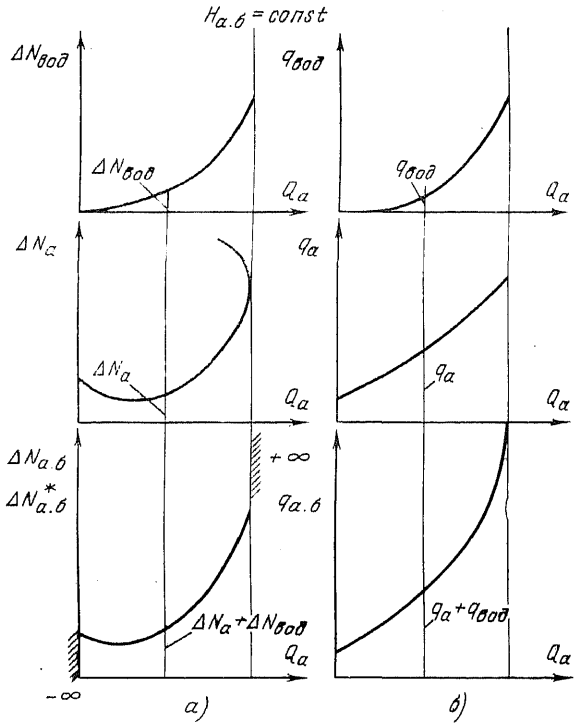


Рис. 6.6. Дифференциальная характеристика агрегатного блока.

Характеристики относительных приростов $\Delta N_{а.б}$ по $Q_а$, т. е. $q_{а.б}(Q_а)$, могут быть рассчитаны по $\Delta N_{а.б}(Q_а)$ при $H_{а.б}=$const методом конечных приращений. На рис. 6.6,*б* показана последовательность расчета $q_{а.б}(Q_а)$ на основе баланса мощности в агрегатном блоке по

формуле

$$q_{\text{а.б}} = q_{\text{а.б}}(Q_{\text{а}}) = \frac{\partial \Delta N_{\text{а.б}}}{\partial Q_{\text{а}}} = \frac{\partial \Delta N_{\text{вод}}}{\partial Q_{\text{а}}} + \frac{\partial \Delta N_{\text{а}}}{\partial Q_{\text{а}}} =$$

$$= q_{\text{вод}}(Q_{\text{а}}) + q_{\text{а}}(Q_{\text{а}}). \qquad (6.30)$$

Из (6.30) следует, что для получения $q_{\text{а.б}}(Q_{\text{а}})$ необходимо суммировать ординаты $q_{\text{вод}}(Q_{\text{а}})$ и $q_{\text{а}}(Q_{\text{а}})$ для каждого значения $Q_{\text{а}}$.

После расчета $q_{\text{а.б}}(Q_{\text{а}})$ для каждого блока процесс поиска решения (6.27) аналогичен случаю решения прямой задачи, рассмотренному на рис. 6.2.

Получив таким образом оптимальную характеристику $\Delta N^{\text{о}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}})$, ее несложно пересчитать в расходную $N^{\text{о}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}})$ с использованием баланса мощностей в агрегатных блоках:

$$N^{\text{о}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}}) = N^{\text{под}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}}) - \Delta N^{\text{о}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}}) =$$

$$= 9{,}81 H_{\text{а.б}} Q_{\text{гэс}} - \Delta N^{\text{о}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}}), \qquad (6.31)$$

где $H_{\text{а.б}}$ задана.

Если для полученной зависимости $N^{\text{о}}_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}})$ требуется найти решение прямой задачи, т. е. при заданном $N_{\text{гэс}}$ найти оптимальную нагрузку агрегатов, то оно может быть осуществлено в такой последовательности:

$$N_{\text{гэс}} \rightarrow Q^{\text{о}}_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}}) \rightarrow \frac{\partial \Delta N_{\text{гэс}}}{\partial Q_{\text{гэс}}}(Q^{\text{о}}_{\text{гэс}}) =$$

$$= \frac{\partial \Delta N_{\text{а.б1}}}{\partial Q_{\text{а1}}} = \frac{\partial \Delta N_{\text{а.б2}}}{\partial Q_{\text{а2}}} \rightarrow Q^{\text{о}}_{\text{а1}} \rightarrow Q^{\text{о}}_{\text{а2}} \rightarrow N_{\text{а1}}(Q^{\text{о}}_{\text{а1}}) \rightarrow N_{\text{а2}}(Q^{\text{о}}_{\text{а2}}).$$

Предположим теперь, что схема подвода воды к агрегатам ГЭС не блочная (рис. 6.7). Для варианта схемы, приведенного на рис. 6.7,*а*, возможны два случая. Первый случай, когда на ГЭС один водовод и два разных агрегата. Тогда сначала необходимо построить характеристику потерь $\Delta N_{\text{вод1}}$ на участке от $z_{\text{вб}}$ до точки разветвления *с*. Режим на этом участке не зависит от распределения $Q_{\text{гэс}}$ и является функцией всего расхода ГЭС. Зная A и m_1 этого участка, несложно рассчитать $\Delta H_{\text{вод1}} = A_1 Q^{m}_{\text{гэс}}$ и для каждого $Q_{\text{гэс}}$ найти напор на участке c—$z_{\text{нб}}$, т. е. получить задачу, аналогичную рассмотренной при $H_{\text{а.б}} = \text{const}$. Второй случай, когда на ГЭС n разных водоводов и разные агрегаты. Тогда сначала для каждого водовода необходимо найти реше-

ние общей задачи распределения $Q'_{\text{вод}i}$ (от 0 до $Q_{\text{гэс}}$), $i=1, 2, \ldots, n$, т. е. тем самым свести этот случай к блочной задаче.

Аналогично следует поступить и при варианте, указанном на рис. 6.7,*б*. Для варианта схемы, приведенного на рис. 6.7,*в*, необходимо сначала выделить потери напора на участке $z_{\text{вб}}—c_1$, т. е. практически свести задачу к варианту, приведенному на рис. 6.7,*б*, а затем к варианту на рис. 6.7,*а*.

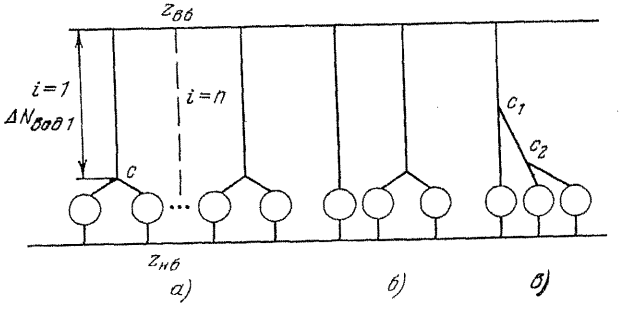


Рис. 6.7. Схемы подвода воды к гидроагрегатам ГЭС.

Более сложные случаи, когда $H_{\text{гэс}}(t)$ и $H_{\text{а}}(t)$ изменяются во времени. Начнем с учета влияния изменения $z_{\text{п.б}}(t)$ при $z_{\text{вб}}(t)=\text{const}$.

Вполне очевидно, что здесь режимы агрегатов будут взаимосвязаны, так как при любом изменении Q_{ai} на $dQ_{\text{а}}$ одновременно изменится и $z_{\text{нб}}$ на $dz_{\text{нб}}$ и, следовательно, это повлияет на показатели режимов всех остальных работающих агрегатов. Практически это означает, что при минимизации $Q_{\text{гэс}}$ при заданных $N_{\text{гэс}}(t)$ и $z_{\text{вб}}(t)=\text{const}$ необходимо учитывать в энергетической характеристике ГЭС изменение $H_{\text{гэс}}$ и $H_{\text{а}}$ от вариаций режима каждого агрегата.

Так как учет различного вида водоподводящих сооружений дан подробно выше, то здесь рассмотрим случай русловой ГЭС, где $H_{ai}=H_{aj}=H_{\text{гэс}}$. Это поможет выявить более детально те особенности, которые внесет учет только переменного уровня $z_{\text{нб}}$.

Целевая функция и необходимые условия оптимальности для установившегося режима ГЭС и бьефов даны в (6.15)—(6.20). Для случая переменного уровня ниж-

него бьефа вместо (6.19) следует записать:

$$\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}\frac{\partial N_{\text{гэс}}}{\partial N_{ai}}-\lambda(t)\frac{\partial N_{\text{гэс}}}{\partial N_{ai}}+\frac{\partial Ш}{\partial N_{ai}}=0. \qquad (6.32)$$

В (6.32) $\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}$ может быть рассчитана с учетом заданной характеристики ГЭС вида $Q_{\text{гэс}}=Q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}}, H_{\text{гэс}})$ при допущении, что $\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}\equiv\frac{dQ_{\text{гэс}}}{dN_{\text{гэс}}}$ в следующей последовательности. Сначала найдем выражение для $dQ_{\text{гэс}}$, т. е.

$$dQ_{\text{гэс}}=\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}\Bigg|_{H_{\text{гэс}}=\text{const}}dN_{\text{гэс}}+\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial H_{\text{гэс}}}\Bigg|_{N_{\text{гэс}}=\text{const}}dH_{\text{гэс}}. \qquad (6.33)$$

Разделим правую и левую части этого выражения на $dN_{\text{гэс}}$ и введем упрощающие обозначения

$$\frac{dQ_{\text{гэс}}}{dN_{\text{гэс}}}=\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}\Bigg|_{H_{\text{гэс}}=\text{const}}+\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial H_{\text{гэс}}}\Bigg|_{N_{\text{гэс}}=\text{const}}\frac{dH_{\text{гэс}}}{dQ_{\text{гэс}}}\frac{dQ_{\text{гэс}}}{dN_{\text{гэс}}} \qquad (6.34)$$

или

$$q_{\text{гэс}}=q^{H}_{\text{гэс}}+q^{N}_{\text{гэс}}q_{\text{гэс}}\frac{dH_{\text{гэс}}}{dQ_{\text{гэс}}}, \qquad (6.35)$$

где

$$q_{\text{гэс}}=\frac{dQ_{\text{гэс}}}{dN_{\text{гэс}}}\ \text{при}\ z_{\text{вб}}=\text{const}; \qquad (6.36)$$

$$q^{H}_{\text{гэс}}=\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}\ \text{при}\ H_{\text{гэс}}=\text{const}; \qquad (6.37)$$

$$q^{N}_{\text{гэс}}=\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial H_{\text{гэс}}}\ \text{при}\ N_{\text{гэс}}=\text{const}. \qquad (6.38)$$

Перенесем $q_{\text{гэс}}$ в левую часть уравнения и получим, что $z_{\text{вб}}=\text{const}$ и $\Delta H_{\text{вод}}=0$

$$q_{\text{гэс}}=\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{dN_{\text{гэс}}}=\frac{q^{H}_{\text{гэс}}}{1-q^{N}_{\text{гэс}}\frac{dH_{\text{гэс}}}{dQ_{\text{гэс}}}}=\frac{q^{H}_{\text{гэс}}}{1+q^{N}_{\text{гэс}}\frac{dz_{\text{нб}}}{dQ_{\text{гэс}}}}. \qquad (6.39)$$

Очевидно, что расчет $q_{\text{гэс}}$ по формуле (6.39) для разных агрегатов и оптимальном распределении нагрузки (которое еще надо найти) весьма трудоемок. Причина этого в весьма сложных взаимосвязях между режимами всех агрегатов при учете переменного во времени $z_{\text{нб}}$ и

$Q_{\text{гэс}}$. Сюда же добавляется и сложность расчета $\frac{\partial N_{\text{гэс}}}{\partial N_{ai}}$ по тем же причинам, когда любое изменение N_{ai} на $dN_{\text{а}}$ влияет на $z_{\text{нб}}$ и, следовательно, на напоры и мощности всех остальных агрегатов.

Сложность расчета $q_{\text{гэс}}$ по формуле (6.39) тем более возрастет, если учесть неустановившееся движение воды в нижнем бьефе ГЭС. Здесь без упрощений задачи практически невозможно получение каких-либо общих решений даже для случая двухагрегатной ГЭС. Сложность самого расчета $\frac{\partial z_{\text{н}}}{\partial Q_{\text{гэс}}}$ объясняется необходимостью учета последействия, т. е. влияния изменения режима ГЭС в данный момент времени на все последующие для заданного расчетного периода $T=t_{\text{к}}-t_0$. Здесь же надо учитывать и возможность наличия $Q_{\text{х.сбр}}$, когда $Q_{\text{нб}}\neq Q_{\text{гэс}}$.

Численный расчет $\frac{\partial z_{\text{нб}}}{\partial Q_{\text{гэс}}}$ возможен с привлечением математических моделей, реализуемых на ЭВМ. Например, для модели неустановившегося движения, широко известной под названием «экспоненты со скачком» (см. гл. 9), частная производная $z_{\text{нб}}$ в момент l по $Q_{\text{нб}}$ в момент t будет равна:

$$\frac{\partial z_{\text{нб}l}}{\partial Q_{\text{нб}t}}=\frac{\partial z_{\text{нб}l}}{\partial z^{\infty}_{\text{нб}t}}\frac{\partial z^{\infty}_{\text{нб}t}}{\partial Q_{\text{нб}t}}=$$

$$=(1-k)\left(1-e^{-\frac{1}{T}}\right)e^{-\frac{l-t-1}{T}}\frac{\partial z^{\infty}_{\text{нб}t}}{\partial Q_{\text{нб}t}}, \qquad (6.40)$$

где $k\leqslant 1$ и T — коэффициенты в указанной модели; $z^{\infty}_{\text{нб}}=z^{\infty}_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ — кривая связи нижнего бьефа для установившегося режима.

Расчет $q_{\text{гэс}}$ по (6.39) при заданных значениях $z_{\text{пб}}$ и $Q_{\text{гэс}}$ можно вести в следующей последовательности:

$$Q_{\text{гэс}}\rightarrow z_{\text{нб}}\rightarrow H_{\text{гэс}}\rightarrow\frac{dz_{\text{нб}}}{dQ_{\text{нб}}}\rightarrow q^{H}_{\text{гэс}}\rightarrow N_{\text{гэс}}\rightarrow q^{N}_{\text{гэс}}\rightarrow q_{\text{гэс}}.$$

Если на ГЭС изменяются во времени уровни и верхнего и нижнего бьефа, тогда $q_{\text{гэс}}$ можно рассчитать по

формуле (при $\Delta H_{\text{вод}}=0$ и $\Delta H_{\text{эж}}=0$)

$$q_{\text{гэс}}=\frac{dQ_{\text{гэс}}}{dN_{\text{гэс}}}=q^{H}_{\text{гэс}}\frac{1}{1-q^{N}_{\text{гэс}}\left(\dfrac{dz_{\text{вб}}}{dQ_{\text{гэс}}}-\dfrac{dz_{\text{нб}}}{dQ_{\text{гэс}}}\right)}. \qquad (6.41)$$

Здесь расчет $dz_{\text{нб}}/dQ_{\text{гэс}}$ осуществляется, как и ранее, по заданным моделям нижнего бьефа. То же самое касается и расчета $\dot{z}_{\text{вб}}=dz_{\text{вб}}/dQ_{\text{гэс}}$. В частности, для установившегося режима, т. е. использования кривой водохранилища $z_{\text{вб}}(V_{\text{в}})$ и $z_{\text{вб}}(F_{\text{в}})$ (см. гл. 3), производная $\dot{z}_{\text{вб}}(t)$ может быть рассчитана для заданной дискретной модели режима ГЭС следующим образом:

$$\dot{z}_{\text{вб}}=\frac{dz_{\text{вб}}}{dQ_{\text{гэс}}}=\frac{dz_{\text{вб}}}{dV_{\text{в}}}\frac{dV_{\text{в}}}{dQ_{\text{в}}}\frac{dQ_{\text{в}}}{dQ_{\text{гэс}}}\approx F_{\text{в}}(z_{\text{вб}})\,\Delta t. \qquad (6.42)$$

Из (6.42) следует, что $\dot{z}_{\text{вб}}>0$, т. е. учет ее равносилен внесению поправок в $q^{H}_{\text{гэс}}$. Если представить $H_{\text{гэс}}$ как $H^{\text{под}}_{\text{гэс}}-h_{\text{сраб}}-\Delta z_{\text{нб}}$, то (6.41) примет вид:

$$q_{\text{гэс}}=q^{H}_{\text{гэс}}\frac{1}{1+q^{N}_{\text{гэс}}\left(\dfrac{dh_{\text{сраб}}}{dQ_{\text{гэс}}}+\dfrac{d\Delta z_{\text{нб}}}{dQ_{\text{гэс}}}\right)}=q^{H}_{\text{а}}q^{\text{бьеф}}_{\text{гэс}}. \qquad (6.43)$$

Поскольку показатель $q^{N}_{\text{гэс}}$ практически всегда отрицателен, получаем, что учет изменения $z_{\text{нб}}$ и $z_{\text{вб}}$ увеличивает $q_{\text{гэс}}$ по сравнению со случаем, когда $H_{\text{а}i}=H_{\text{а}j}=$ $=\text{const}$ и $q^{H}_{\text{гэс}}=q^{H}_{\text{а}}$. В общем случае этот учет показан на рис. 6.8. Переход от случая $H_{\text{а}i}=H_{\text{а}j}=\text{const}$ к $H_{\text{гэс}}=$ $=H_{\text{а.б}}=\text{const}$ ... означает возрастание в $q_{\text{гэс}}$ доли до-

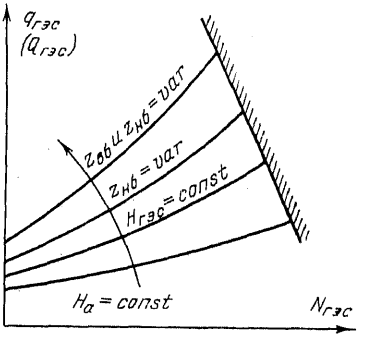


Рис. 6.8. Общий характер изменения дифференциальных характеристик ГЭС с учетом различных потерь.

полнительных потерь при учете $\Delta N_{\text{вод}}$, $\Delta N_{\text{нб}}^{\text{гэс}}$ и $\Delta N_{\text{вб}}$ соответственно. При этом возрастают и «крутизна» характеристик ГЭС $q_{\text{гэс}}(Q_{\text{гэс}})$, и расход $Q_{\text{гэс}}$, необходимый для обеспечения заданной $N_{\text{гэс}}$.

По аналогии с (6.43) с учетом баланса мощностей на ГЭС можно написать следующее выражение для $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ при $H_{\text{а}}(t)=\text{var}$ и $\cos\varphi=\text{const}$:

$$q_{\text{гэс}} = q_{\text{а}}^{H} q_{\text{гэс}}^{\text{бьеф}} q_{\text{вод}} = q_{\text{т}}^{H} q_{\text{г}} q_{\text{вод}} q_{\text{гэс}}^{\text{бьеф}}. \qquad (6.44)$$

Дополнительный учет потерь мощности в силовых трансформаторах, ВЛ и распределительной сети приведет к появлению в (6.44) членов, увеличивающих $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$:

$$q_{\text{гэс}} = q_{\text{т}}^{H} q_{\text{г}} q_{\text{вод}} q_{\text{гэс}}^{\text{бьеф}} q_{\text{тр}} q_{\text{вл}} q_{\text{сеть}}. \qquad (6.45)$$

При использовании характеристик потерь мощности на ГЭС в электрических аппаратах и сети расчет $q_{\text{гэс}}$ может быть произведен по следующей формуле:

$$q_{\text{гэс}} = \frac{\partial N_{\text{гэс}}}{\partial Q_{\text{а}}} = 9{,}81 H_{\text{гэс}}^{\text{под}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{вод}}}{\partial Q_{\text{а}}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{т}}}{\partial Q_{\text{а}}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{г}}}{\partial Q_{\text{а}}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{вб}}}{\partial Q_{\text{а}}} -$$

$$- \frac{\partial \Delta N_{\text{нб}}}{\partial Q_{\text{а}}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{тр}}}{\partial Q_{\text{а}}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{вл}}}{\partial Q_{\text{а}}} - \frac{\partial \Delta N_{\text{сеть}}}{\partial Q_{\text{а}}}. \qquad (6.46)$$

Наконец, следует отметить, что при $H_{\text{а}}(t)=\text{var}$ или $H_{\text{гэс}}(t)=\text{var}$ решение будет более корректным при использовании интегральных критериев вида (6.1)—(6.3) или (6.4). Действительно, в этом случае задача оптимизации внутристанционного режима ГЭС будет относиться к классу вариационных и должна решаться своими методами.

Задача 2. Оптимизация внутристанционных режимов ГЭС в целом, поиск оптимального числа и состава работающих агрегатов при заданном способе распределения $N_{\text{гэс}}$ или $Q_{\text{гэс}}$ между ними. Зная, что учет разного рода потерь мощности на ГЭС сводится лишь к внесению поправок в характеристики агрегатов, рассмотрим наиболее простой и наглядный случай, когда требуется оптимальным образом распределить $N_{\text{гэс}}(t)$ по критерию (6.8) при $H_{\text{а}i}(t)=H_{\text{а}j}(t)=\text{const}$. Распределение нагрузки для каждого заданного варианта числа и состава агрегатов произведем по (6.24). Предположим, что включение — отключение агрегатов происходит мгновенно ($\Delta Q_{\text{п}}=0$).

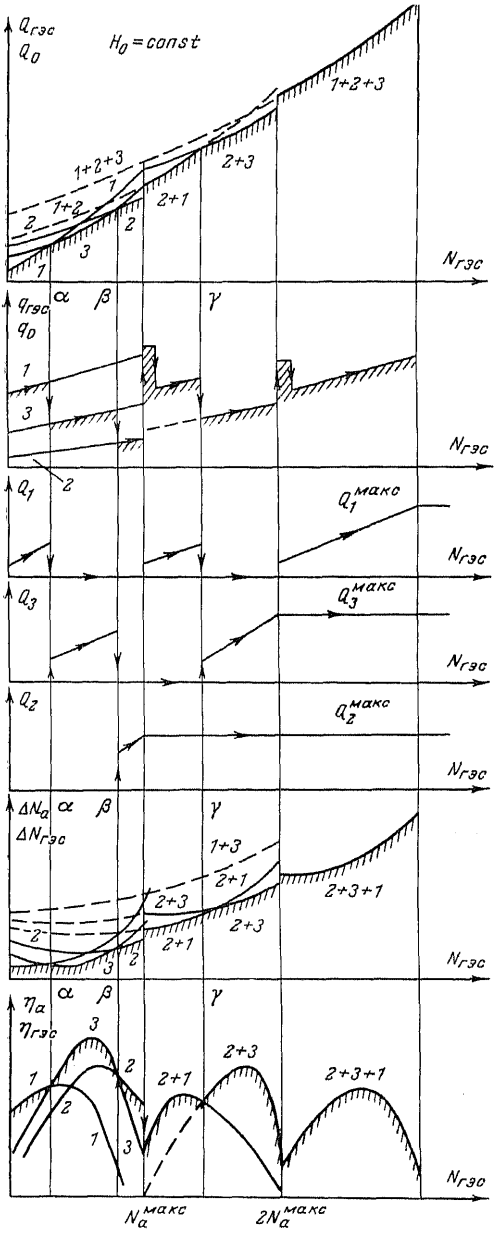


Рис. 6.9. Энергетические характеристики ГЭС с тремя разными агрегатами.

Пусть на ГЭС установлены три разных по характеристикам агрегата с одинаковой $N_a^{уст}$. При этом возможны различные варианты взаимного расположения абсолютных и дифференциальных характеристик агрегатов.

Остановимся лишь на наиболее представительном, с нашей точки зрения, случае, когда расходные характеристики агрегатов пересекаются (рис. 6.9). Предположим, что нагрузка ГЭС непрерывно меняется от нуля до $N_{гэс}^{уст}$ и обратно. Причем вероятность появления каждого значения мощности ГЭС одинакова. Тогда энергетические характеристики ГЭС с разнотипным оборудованием можно представить и пояснить в графическом виде (рис. 6.9).

Выбор оптимального числа и состава агрегатов следует производить по характеристикам потерь мощности $\Delta N_a(N_a)$ или рабочим характеристикам $\eta_a(N_a)$. Использование расходных характеристик для графоаналитического метода решения задачи недопустимо из-за возможности получения больших ошибок в результатах.

Для диапазона нагрузок от 0 до $N_a^{макс}$ оптимальное число агрегатов равно одному. Причем от 0 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 агрегатов дает большую величину потерь $\Delta N_{гэс}$ (рис. 6.9).

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 агрегат. Для $N_a^{макс} + dN$, очевидно, лучшим сочетанием будет 1-й агрегат + 2-й, так как 1-й агрегат имеет при малых нагрузках лучшие значения N_a и Q_a. При работе 1-го и 2-го агрегатов в зоне от $N_a^{макс}$ до $N_a^{макс} + dN$ 2-й агрегат загрузится полностью, а 1-й будет покрывать весь прирост нагрузки ГЭС. Однако подобная картина будет наблюдаться только до точки γ. Далее более рациональным будет переход на новый состав: 2-й + 3-й. Состав 3 + 1 не оптимален в диапазоне $N_{гэс}$ от $N_a^{макс}$ до $2N_a^{макс}$. В точке с $N_{гэс} = 2N_a^{макс}$ включается 1-й агрегат и все три агрегата покрывают нагрузку ГЭС.

Для $N_{гэс}=N_a^{макс}$ и $N_{гэс}=2N_a^{макс}$ при мгновенном пуске агрегатов $\Delta N_{гэс}$ и $Q_{гэс}$ изменяются скачкообразно, т. е. здесь $q_{гэс}\to\infty$. Практически пуск агрегата происходит не мгновенно. Из-за этого для более правильного представления дифференциальной характеристики ГЭС обычно считают, что в пределах малого ΔN после пуска агрегата расход и потери на ГЭС меняются от точки a до b по линейному закону (рис. 6.10). Это означает, что в зоне ΔN (1—2 МВт) $q_{гэс}$ постоянно и равно отношению ΔQ к ΔN. Такой же расчет $q_{гэс}$ можно осуществить и по характеристикам $\Delta N_{гэс}(N_{гэс})$ (см. гл. 5).

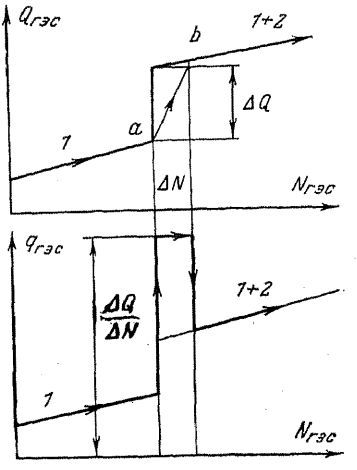


Рис. 6.10. Учет неоптимального включения агрегатов в энергетических характеристиках.

После нахождения по $\Delta N_{гэс}(N_{гэс})$ точек включения — отключения агрегатов можно построить и все другие энергетические характеристики ГЭС.

Расходная характеристика будет кусочно-непрерывной с конечным числом точек разрыва первого рода.

Дифференциальная характеристика ГЭС будет иметь более сложный характер. Она же служит основой для расчета $Q_{гэс}(N_{гэс})$ при любом заданном числе и составе включенных агрегатов. К. п. д. ГЭС при H_a=const можно рассчитать по формуле

$$\eta_{гэс}=\frac{N_{гэс}}{N_{гэс}^{под}}=\frac{\sum\limits_{i=1}^{z^0,\ s^0}Q_{ai}\eta_{ai}}{\sum\limits_{i=1}^{z^0,\ s^0}Q_{ai}}. \qquad (6.47)$$

Рассмотрим, как повлияет на результаты решения предыдущей задачи учет ограничений на число пуско-

остановочных операций и потерь расхода в последних. Конечно, основное значение здесь будет иметь характер изменения $N_{\text{гэс}}$ во времени.

Предположим, что вероятность появления каждого значения $N_{\text{гэс}}$ по времени одинакова. Тогда для случая, рассмотренного на рис. 6.9, 1-й агрегат имеет пять пускоостановочных операций, 2-й — одну и 3-й — три в диапазоне нагрузок от $N_{\text{гэс}}=0$ до $N_{\text{гэс}}^{\text{уст}}$.

Совершенно ясно, что при таком числе операций 1-й агрегат будет изнашиваться значительно быстрее других. Это повлияет и на его характеристики, потребует значительно более раннего проведения его ремонта, т. е. снизит его надежность. В связи с этим на ГЭС выравнивается общее число пусков между агрегатами. Обычно ограничиваются одним-двумя пускоостановочными операциями в сутки. Например, для гидроэлектростанции с характеристиками, указанными на рис. 6.9, можно считать, что от 0 до $N_{\text{а}}^{\text{макс}}$ работает 2-й агрегат, затем до $2N_{\text{а}}^{\text{макс}}$ — 2-й+1-й и далее включается 3-й агрегат. Естественно, что при этом будут иметь место дополнительные режимные потери расхода. Однако эти потери в какой-то мере могут быть компенсированы в результате уменьшения пускоостановочных операций для всех агрегатов — до одного. Это повысит надежность агрегатов и снизит затраты на ремонт оборудования. Кроме того, снизятся и потери расхода, неизбежные при пускоостановочных операциях с агрегатами.

При учете ограничений режима ГЭС по числу пускоостановочных операций одноцелевая скалярная задача оптимизации внутристанционных режимов ГЭС превращается в многоцелевую, векторную. Рассматриваемая задача существенно усложнится и при учете разной вероятности работы ГЭС с переменной нагрузкой, неустановившихся режимов в бьефах, переменного значения $\cos\varphi$ с учетом заданного графика отдачи ГЭС по реактивной мощности и т. д.

Задача оптимизации внутристанционных режимов насосных установок НС и ГАЭС. Общая постановка указанной задачи для НС или насосного режима ГАЭС практически идентична рассмотренной для ГЭС — это организация эффективной работы этих ГЭУ с учетом их особенностей. Изменятся лишь исходная информация и ее общий вид, а также критерий оптимальности.

Например, в качестве критерия может быть обеспечение минимального потребления мощности из системы $N_{\text{н.у}}(t)$ при заданных условиях работы и известной подаче во времени $Q_{\text{н.у}}(t)$, т. е.

$$N_{\text{н.у}}(t) = \sum_{i=1}^{z^{\text{o}},\ s^{\text{o}}} N_{\text{н.а}\ i}(t) \Rightarrow \min, \tag{6.48}$$

при

$$Q_{\text{н.у}}(t) = \sum_{i=1}^{z^{\text{o}},\ s^{\text{o}}} Q_{\text{н.а}i}(t). \tag{6.49}$$

Возможна и обратная задача, когда необходимо обеспечить при известном графике $N_{\text{н.у}}(t)$ максимум подачи $Q_{\text{н.у}}(t)$:

$$Q_{\text{н.у}} = \sum_{i=1}^{z^{\text{o}},\ s^{\text{o}}} Q_{\text{н.а}i}(t) \Rightarrow \max \tag{6.50}$$

при

$$N_{\text{н.у}}(t) = \sum_{i=1}^{z^{\text{o}},\ s^{\text{o}}} N_{\text{н.а}i}(t). \tag{6.51}$$

Для насосного режима ГАЭС критерием оптимальности может быть обеспечение (6.51) при максимальном объеме закачиваемой в верхний бассейн воды за период $T = t_{\text{к}} - t_0$:

$$J = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} Q_{\text{н.у}}(t)\, dt \Rightarrow \max. \tag{6.52}$$

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 имеется одна особенность, которой нет для ГЭС: крупные обратимые радиально-осевые гидромашины при постоянных уровнях бьефов имеют только один допустимый режим по $N_{\text{н.у}}$ или $Q_{\text{н.у}}$ (см. гл. 5). Это означает, что для всей НС в целом число таких режимов опре-

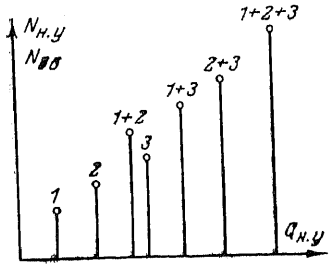


Рис. 6.11. Энергетическая характеристика насосного режима ГАЭС с тремя разными обратимыми радиально-осевыми гидромашинами.

деляется только разнотипностью агрегатов и их числом. На рис. 6.11 представлена расходная характеристика НС с тремя разными обратимыми гидромашинами при $z_{вб}$=const, $z_{нб}$==const и $n_н$=const. Некоторая возможность управления режимов этих гидромашин и распределением нагрузки между ними появляется лишь при учете изменения во времени $z_{вб}$ и $z_{нб}$.

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_{aj}=const, необходимое условие распределения подачи $Q_{н.у}(t)$ или $N_{н.у}(t)$ может быть записано в виде

$$q_{н1}(t)=q_{н2}(t)= \ldots =q_{нz}(t)=q_{н.у}(t)=\lambda(t), \quad (6.53)$$

где $q_н=\frac{\partial N_{дв}}{\partial Q_a}$ для распределения $Q_{н.у}(t)$ и $q_н=\frac{\partial Q_{н.у}}{\partial N_{дв}}$ для $N_{н.у}(t)$.

Достаточность полученных условий будет справедлива только для рабочей зоны нагрузок для 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. 6.12,*а* представлены характеристики малоагрегатной (z=3) НС или насосного режима ГАЭС с обратимыми осевыми гидромашинами при $n_н$=const и $H_{ai}(t)$=$H_{aj}(t)$=const и заданном непрерывном графике $N_{н.у}(t)$. На рис. 6.12,*б* показан общий вид $q_н(N_{н.у})$ для станции с обратимыми диагональными гидромашинами, имеющими несколько иной вид, чем для осевых гидромашин.

Если в точке включения следующего агрегата потери ΔN_a или $Q_{н.у}$ изменяются скачкообразно, то на ха-

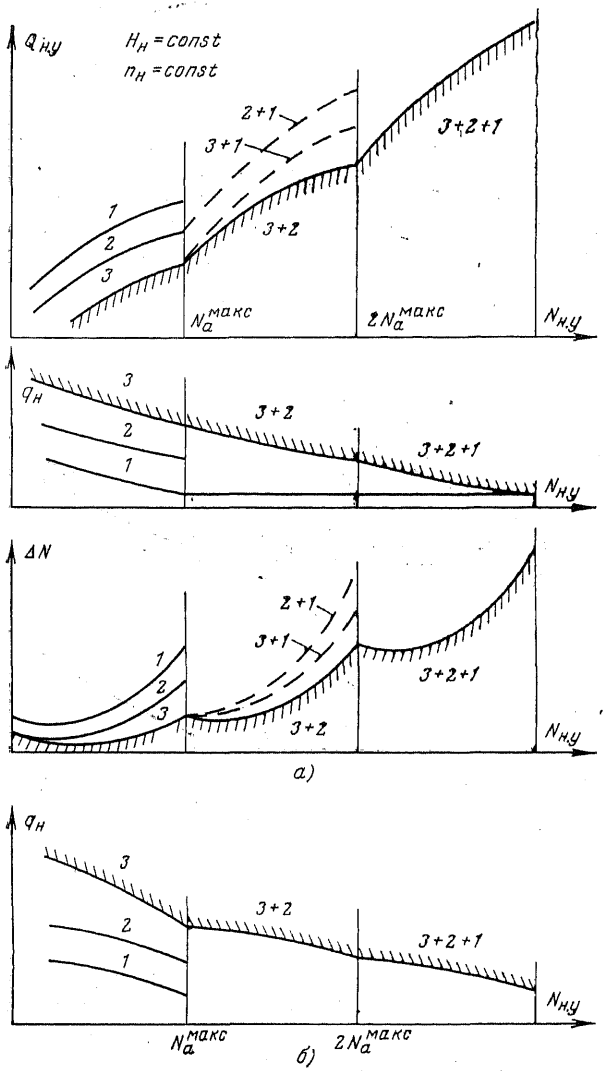


Рис. 6.12. Энергетические характеристики насосного режима ГАЭС с тремя разными обратимыми осевыми и диагональными гидромашинами.

рактеристике относительного прироста станции необходим учет этого обстоятельства, так же как и для ГЭС.

Все, что было сказано выше, относилось к малоагрегатным ГЭС, где включение — отключение каждого агрегата существенно влияет на все энергетические показатели станции. Однако и там уже было отмечено, что при увеличении числа включенных агрегатов рабочие характеристики или характеристики потерь мощности становятся все более и более пологими. Это означает, что при большом числе работающих агрегатов определить целесообразность включения — отключения агрегатов по абсолютным показателям Q_a без использования ЭВМ будет очень сложно.

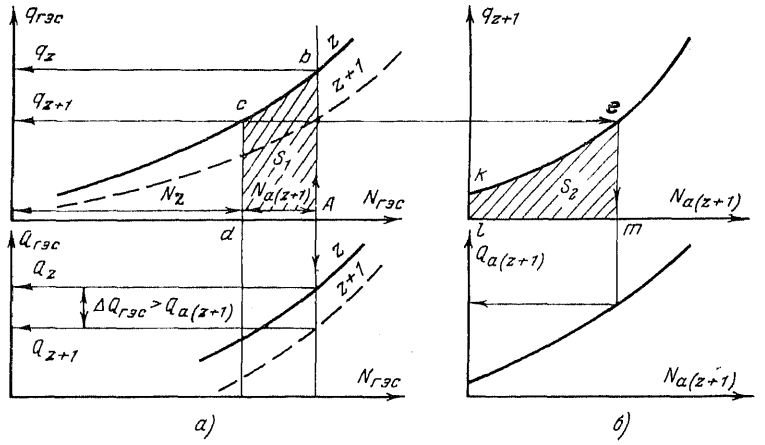


Рис. 6.13. Расчет эффективности включения — отключения гидроагрегатов.

В этих условиях при определении критерия целесообразности включения следующего агрегата можно воспользоваться следующими соображениями. Пусть на ГЭС нагрузку $N_{гэс}=A$ несло z агрегатов с энергетическими характеристиками, показанными на рис. 6.13,*а*. Рассмотрим, как изменятся характеристики при включении $(z+1)$-го агрегата с характеристиками, данными на рис. 6.13,*б*.

При $N_{гэс}=A=\text{const}$ дифференциальный показатель ГЭС снизится с q_z до q_{z+1}, нагрузка z агрегатов снизится до N_z, а для $(z+1)$-го будет равна N_{z+1}.

Очевидно, что при этом суммарный расход ГЭС при работающих агрегатах

$$Q_{\text{гэс}z} = \sum_{i=1}^{z} \left(Q_{\text{х.х}i} + \int_0^{q_z} N_{\text{а}i}(q_\text{а})\, dq_\text{а} \right) = \sum_{i=1}^{z} Q_{\text{а}i}(q_{\text{а}z}). \quad (6.54)$$

Соответственно при $(z+1)$ работающих агрегатах

$$Q_{\text{гэс}(z+1)} = \sum_{i=1}^{z+1} Q_{\text{а}i} = \left(\sum_{i=1}^{z} Q_{\text{х.х}i} + \int_0^{q_{z+1}} N_{\text{а}i}(q_\text{а})\, dq_\text{а} \right) + Q_{\text{х.х}(z+1)} +$$

$$+ \int_0^{q_{z+1}} N_{\text{а}(z+1)}(q_\text{а})\, dq_\text{а} = \sum_{i=1}^{z} Q_{\text{а}i}(q_{\text{а}(z+1)}) + Q_{\text{а}(z+1)}(q_{\text{а}(z+1)}) =$$

$$= \sum_{i=1}^{z} Q_{\text{а}i}(q_{\text{а}(z+1)}) + q_{z+1}^{\text{уд}} N_{z+1}. \quad (6.55)$$

Тогда эффективность включения $(z+1)$-го агрегата будет справедлива при $Q_{\text{гэс}(z+1)} < Q_{\text{гэс}z}$, т. е.

$$\int_0^{q_z} N_{\text{гэс}}(q_{\text{гэс}})\, dq_{\text{гэс}} - \int_0^{q_{z+1}} N_{\text{гэс}}(q_{\text{гэс}})\, dq_{\text{гэс}} - q_{z+1}^{\text{уд}} N_{z+1} > 0 \quad (6.56)$$

или, учитывая практически линейный характер $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$, в зоне N_{z+1}

$$N_{z+1} \cdot 0{,}5\,(q_z + q_{z+1}) - q_{\text{гэс}}^{\text{уд}} N_{z+1} > 0. \quad (6.57)$$

Иными словами, эффективность включения $(z+1)$-го агрегата справедлива при

$$0{,}5\,(q_z + q_{z+1}) > q_{z+1}^{\text{уд}}(N_{z+1}), \quad (6.58)$$

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:

$$N_{z+1} = A - N_{\text{гэс}z}(q_{z+1}), \quad (6.59)$$

где $q_{z+1} = q_{z+1}(A)$.

В графическом виде условие (6.56) означает, что площадь фигуры *abcd*, т. е. S_1, будет больше, чем сумма $Q_{\text{х.х}(z+1)}$ и S_2. Целесообразность отключения агрегата,

очевидно, будет справедлива при появлении неравенства вида

$$0{,}5\,(q_z + q_{z+1}) < q^{\text{уд}}_{z+1}(N_{z+1}). \qquad (6.60)$$

Для многоагрегатных ГЭУ можно сделать следующие выводы:

1. При наличии на многоагрегатной ГЭУ агрегатов с разными энергетическими характеристиками нецелесообразно представление характеристик ГЭУ в целом в графическом виде. Это объясняется чрезмерно большим числом возможных сочетаний работающих агрегатов.

2. Решение задачи оптимизации внутристанционных режимов возможно лишь с помощью ЭВМ с использованием индивидуальных характеристик агрегатов.

3. Рассмотренная задача для разнотипного оборудования ГЭУ может иметь место и при одинаковых характеристиках самих агрегатов, например, при учете гидравлической и электрической схемы ГЭУ.

4. Для многоагрегатной ГЭУ представляется целесообразным построение в графическом виде ее энергетических характеристик лишь при одинаковых характеристиках агрегатных блоков или при использовании в расчетах «осредненного» агрегатного блока ГЭУ. При этом, естественно, возникает ошибка в решении задачи. Различие между к. п. д. «среднего» агрегата и его действительным значением может быть от 0,5 до 4—5%.

Отметим, однако, что использование «осредненного» агрегата существенно упрощает все расчеты и их графическое наглядное представление удобнее для анализа режима ГЭУ ее оперативному персоналу. К тому же решение всей задачи оптимизации внутристанционных режимов ГЭУ для одинаковых агрегатов дает хорошие результаты по числу включенных агрегатов для каждой нагрузки гидростанции, т. е. по решению той части общей задачи, которая дает максимальный энергетический эффект. Повышение к. п. д. ГЭУ 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 может быть подтверждена и учетом неточности исходной информации и погрешностями отра-

ботки сигналов в электромеханической системе управления режимом агрегатов ГЭС.

6.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭС С ОДИНАКОВЫМИ АГРЕГАТАМИ

Постановка общей задачи оптимизации внутристанционных режимов ГЭУ здесь полностью совпадает с описанной в § 6.2. 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 распределения нагрузки или расхода и одинаковости характеристики агрегатов, т. е.

$$N^{o}_{az} = \frac{N_{гэс}}{z^{0}}. \qquad (6.61)$$

Состав включенного оборудования без учета фактора надежности не играет никакой роли.

Для таких ГЭС весьма удобно представление их энергетических характеристик в графическом виде для различных условий работы: при $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$ $H_{гэс}(t) = H_{а.б}(t) = \text{const}$ и т. д.

Рассмотрим особенности энергетических характеристик для ГЭС, начиная с наиболее простого случая: $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$. В качестве примера будем рассматривать малоагрегатную ГЭС при $z=3$. Будем считать заданным график $N_{гэс}(t)$, при этом не будем учитывать ограничения по числу пусков-остановок агрегатов и потерь $\Delta Q_{п}$.

Необходимость пуска-остановки агрегата, как и ранее, будем определять по рабочим характеристикам или характеристикам потерь.

На рис. 6.14 дан пример построения энергетических характеристик ГЭС с тремя турбинами поворотно-лопастного и диагонального типов. В условиях равномерного распределения нагрузки увеличение числа агрегатов до двух и трех означает необходимость умножения ординаты и абсциссы каждой точки характеристик $\Delta N_{а}(Q_{а})$ и $Q_{а}(N_{а})$ соответственно на 2 и 3. Таким образом, любой луч, проведенный из начала координат, должен пересекать характеристики потерь и расходные для $z=2$ и $z=3$. В точках, ординаты и абсциссы ко-

торых пропорциональны между собой, т. е.

$$\Delta N_{\text{гэс1}} : \Delta N_{\text{гэс2}} : \Delta N_{\text{гэс3}} = N_{\text{гэс1}} : N_{\text{гэс2}} : N_{\text{гэс3}} = 1 : 2 : 3$$

и

$$Q_{\text{гэс1}} : Q_{\text{гэс2}} : Q_{\text{гэс3}} = N_{\text{гэс1}} : N_{\text{гэс2}} : N_{\text{гэс3}} = 1 : 2 : 3.$$

Рабочая характеристика одного агрегата при $z=2$ и $z=3$ будет перемещаться по горизонтали, т. е. при

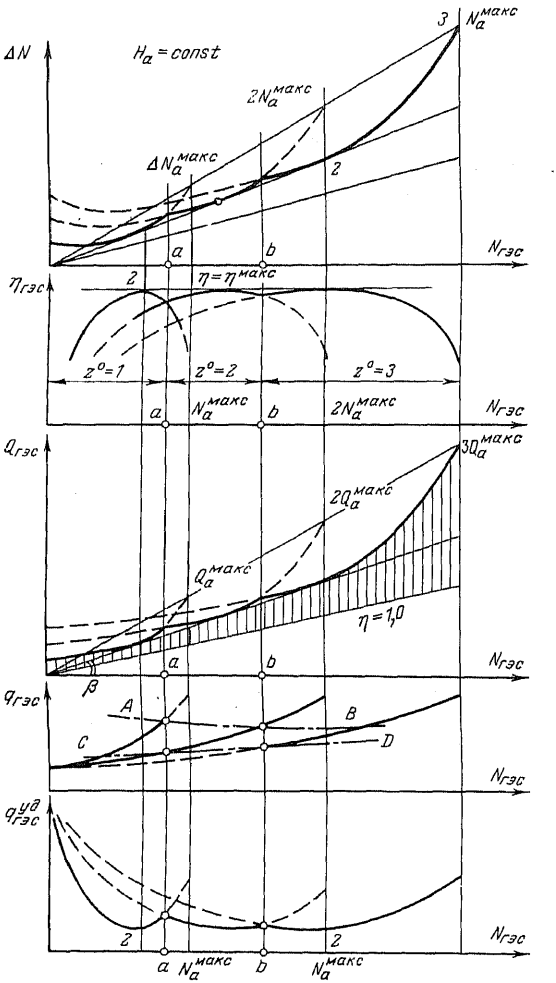


Рис. 6.14. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при оптимальном включении агрегатов.

$\eta_{\text{гэс}1}=\eta_{\text{гэс}2}=\eta_{\text{гэс}3}$, соответствующие им мощности будут относиться друг к другу как $N_{\text{гэс}1}:N_{\text{гэс}2}:N_{\text{гэс}3}=1:2:3$.

То же самое будет происходить и с характеристикой $q^{\text{уд}}_{\text{гэс}}(N)$. Отсюда очевиден вывод: при постоянном напоре агрегатов максимальное значение к. п. д. при увеличении числа работающих агрегатов не изменяется. Это означает, что луч, проведенный из начала координат через точку 2, где $\eta_{\text{а}}=$макс, должен касаться как $\Delta N_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}1})$, так и характеристик потерь для $z=2$ и 3. То же самое можно сказать и про характеристики $Q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$.

Точки включения 2-го и 3-го агрегатов определяются как пересечение характеристик потерь для $z=1$, 2 и $z=2$ и 3 соответственно. Решением задачи является то число включенных агрегатов, которое при заданном $N_{\text{гэс}}$ обеспечивает минимум $\Delta N_{\text{гэс}}$ и максимум к. п. д. ГЭС. Для рис. 6.14 от $N_{\text{гэс}}=0$ до точки a $z^{\text{о}}=1$, от a до b $z^{\text{о}}=2$ и затем $z^{\text{о}}=3$.

Вследствие того что $\Delta N_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ имеет в точках включения следующего агрегата излом, то $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ в этих же точках изменяются скачкообразно (рис. 6.14). Сами же характеристики $q_{\text{гэс}z}(N_{\text{гэс}})$ ($z=1$, 2, 3) перемещаются, как и рабочие, при увеличении числа включенных агрегатов по горизонтали.

Отметим одну важную особенность рассмотренных характеристик: при увеличении числа включенных агрегатов каждый последующий агрегат включается при большем к. п. д. 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 агрегатов уменьшается (к. п. д. растет). Следствием этого является уменьшение по абсолютному значению скачка на характеристике относительных приростов ГЭС при росте числа работающих агрегатов. Если соединить между собой все верхние и нижние точки зависимости $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$, то полученные кривые AB и CD должны при правильном их построении сближаться друг с другом по мере увеличения $N_{\text{гэс}}$.

Рассмотренная картина будет иметь место при оптимальном по $\Delta N_{\text{гэс}}$ или $\eta_{\text{гэс}}$ включении агрегатов.

На рис. 6.15 представлен случай, когда оптимальное включение невозможно из-за ограничений по $N_a^{макс}$. Включение 2-го и 3-го агрегатов здесь происходит не в точках a и b (рис. 6.14), а левее их при $N_a^{макс}$ и $2N_a^{макс}$.

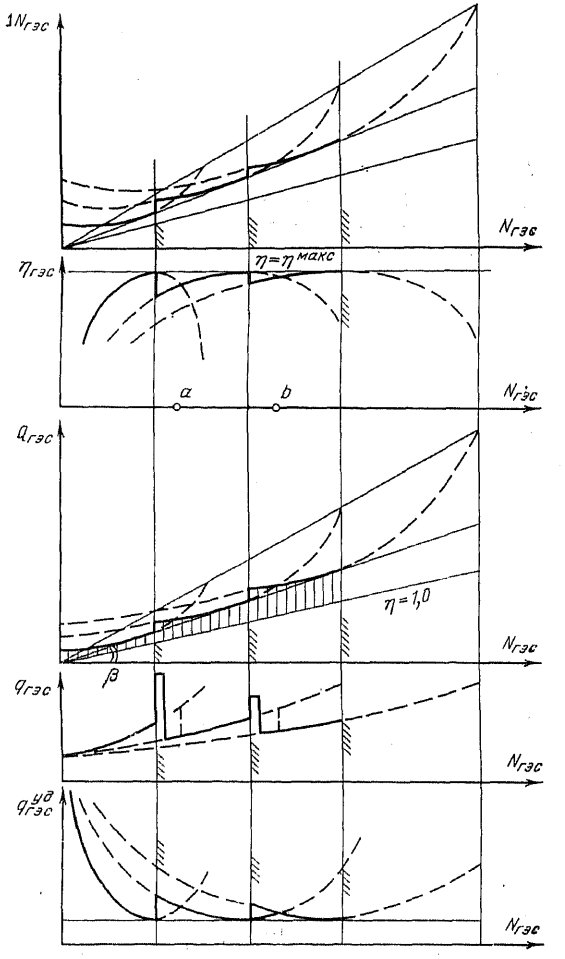


Рис. 6.15. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при неоптимальном включении агрегатов.

Следствием этого являются скачки $\Delta N_{\text{гэс}}$, $\eta_{\text{гэс}}$, $Q_{\text{гэс}}$ и $q^{\text{уд}}_{\text{гэс}}$ в точках включения 2-го и 3-го агрегатов. Характеристика относительных приростов ГЭС в этих же точках имеет «столбообразное» изменение $q_{\text{гэс}}$, расчет которого производится согласно схеме, рассмотренной в § 6.2 и на рис. 6.10. Величина $q_{\text{гэс}}$ в точках включения агрегатов с ростом z будет 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. 6.14, эффективен лишь для малоагрегатных ГЭС. Если рассматриваются многоагрегатные ГЭС, то уже при $z>5\div6$ нахождение точек включения на суммарных характеристиках ГЭС в графическом виде весьма неточно и просто неудобно, так как это требует использования больших размеров чертежей.

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.

$$N_{az}z=N_{a(z+1)}(z+1)=N_{\text{гэс}}, \tag{6.62}$$

где

$$N_{az}=N_{\text{гэс}}/z;\ N_{a(z+1)}=N_{\text{гэс}}/(z+1).$$

Величины N_{az} и $N_{a(z+1)}$ на основе (6.62) находятся в следующем соотношении друг с другом:

$$N_{a(z+1)}=N_{az}\frac{z}{z+1}, \tag{6.63}$$

т. е. при росте числа включенных агрегатов нагрузка их будет уменьшаться по сравнению с нагрузкой агрегатов до включения следующего агрегата. Так, при $z=1$ $N_{a2}=0{,}5N_{a1}$, при $z=2$ $N_{a3}=2/3N_{a2}$, при $z=3$ $N_{a4}=3/4N_{a3}$ и т. д. Использование соотношения (6.62) позволяет находить точки включения агрегатов с помощью рабочей характеристики одного агрегата. Для этого необходимо лишь перестроить $\eta_a(N_a)$ при $z=1$ в новые кривые, связывающие собой $N_{a(z+1)}$ с N_{az}, с учетом (6.62). Точки пе-

ресечения их с рабочей характеристикой одного агрегата и определят собой или $N_{a(z+1)}$, или z_{az} в точках перехода от одного числа агрегатов к другому (рис. 6.16).

Точно так же можно найти координаты точек включения агрегатов и по характеристике потерь (рис. 6.17).

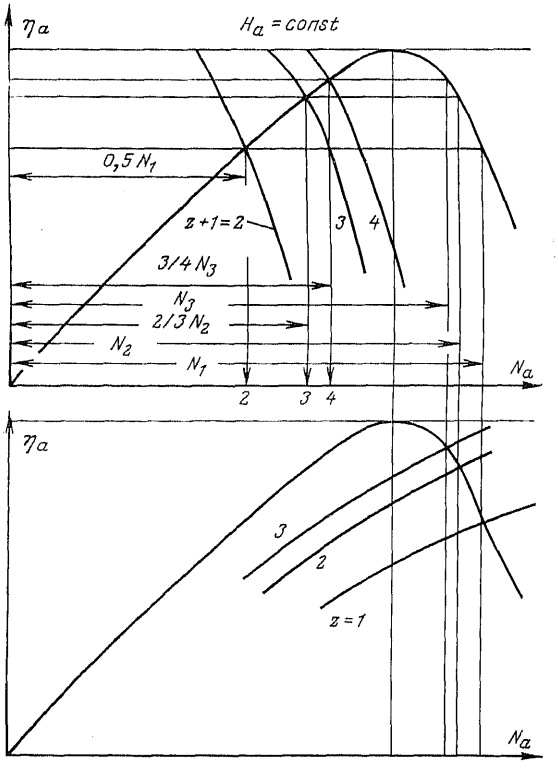


Рис. 6.16. Расчет координат точек оптимального включения — отключения агрегатов по рабочей характеристике.

Рассмотрим теперь общий вид основных энергетических характеристик ГЭС с одинаковыми агрегатами для нескольких значений напоров: $H_р^N$; $H_{гэс}^{мин} = H_1 < H_р^N$; $H_2 = H_{гэс}^{макс} > H_р^N$.

Из анализа, проведенного в гл. 5, следует, что при уменьшении напоров рабочие характеристики агрега-

тов, как правило, сдвигаются по величине $\eta_a^{макс}$ 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 $N_{гэс}$ (рис. 6.18). Линии включения при этом на $Q_{гэс}(N_{гэс})$ должны быть гладкими вогнутыми кривыми (рис. 6.19,*а*).

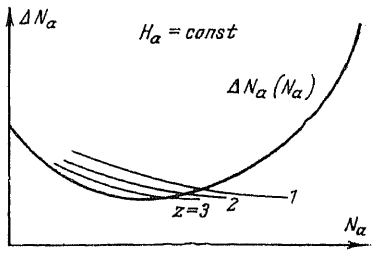


Рис. 6.17. Расчет координат точек оптимального отключения агрегатов по характеристике потерь.

Энергетические характеристики ГЭС для случая, когда агрегаты включаются неоптимально по к. п. д. или $\Delta N_{гэс}$ по условиям ограничений режима агрегатов, будут иметь несколько иной вид.

В качестве примера на рис. 6.19,*б* показано, как изменятся основные характеристики ГЭС, если включение следующего агрегата происходит при больших напорах из-за предельной мощности генератора, на малых — из-за связанной по напору мощности турбины. В этом случае включение следующего $(z+1)$-го агрегата происходит не по линии *00*, а по *abcd*, состоящей из кусков линий ограничений по генератору (*ab*), оптимального включения (*bc*) и ограничения по турбине (*cd*).

Более наглядно полученные результаты расчетов по поиску z^0 представляются на эксплуатационных характеристиках вида $\eta_{гэс}=\eta_{гэс}(H_a, N_{гэс})$ или $\eta_{гэс}=\eta_{гэс}(H_a, Q_{гэс})$.

На рис. 6.20,*а* показано, как получить линию оптимального перехода от одного к двум агрегатам при изменениях H_a и $N_{гэс}$. Для этого следует ординаты изолиний к. п. д. для $z=1$ (точки *1*—*7* на рис. 6.20,*а*) умножить на 2. В результате будут получены изолинии к. п. д. при работе двух агрегатов (точки *1′*—*7′* на рис. 6.20,*а*). Пересечение изолиний к. п. д. и определит точки перехода от $z^0=1$ к $z^0=2$. На рис. 6.20,*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 $H—N$ (рис. 6.21,*а*) и $H—Q$ (рис. 6.21,*б*).

Потери мощности в водоподводящих сооружениях ГЭС можно учесть путем внесения поправок в энергетические характеристики станции 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 (рис. 6.22).

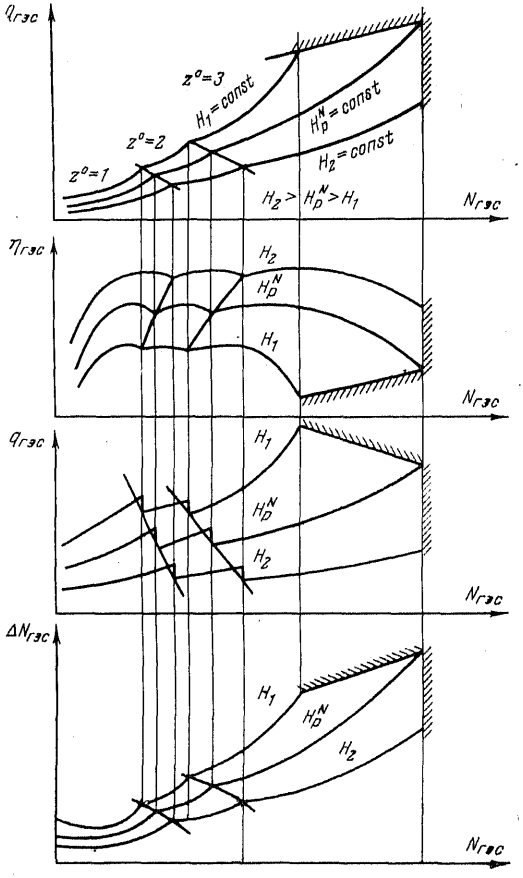


Рис. 6.18. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при переменном напоре.

Для учета изменения $z_{нб}(Q_{гэс})$ при $Q_{х.сбр}=0$ и $z_{вб}=$ $=\text{const}$ ($H^{под}_{гэс}=\text{const}$) можно воспользоваться следующим алгоритмом для плотинной русловой ГЭС, где $H_{al}\approx H_{гэс}$ и $\Delta N_{вод}\to 0$.

При $z_{вб}=\text{const}$ величина $H_а(N_{гэс})$ может быть найдена при использовании расходных характеристик ГЭС или $\Delta N_{гэс}(N_{гэс})$.

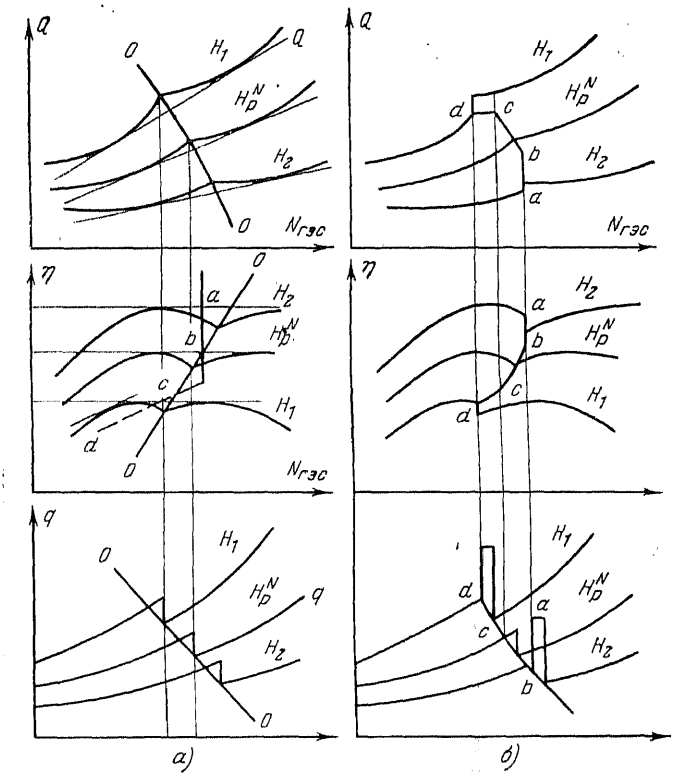


Рис. 6.19. Линии включения — отключения агрегатов при переменном напоре.

При $Q_{гэс}=0$ величина $H_а=H^{под}_{гэс}$. Тогда, задаваясь $Q_{гэс}=A$, найдем по $z_{нб}(Q_{нб})$ величину $z_{нб}(A)$, а следовательно, и $H_а(A)$. На расходной характеристике ГЭС определяем два значения напоров, между которыми на-

ходится $H_a(A)$. Тогда с учетом формулы линейной интерполяции можно найти $N_{гэс}(z_{вб}, A)$

$$N_{гэс}(z_{вб}, A) = N_1(H_1) + (H_a(A) - H_1)\frac{N_2 - N_1}{H_2 - H_1}, \quad (6.64)$$

где

$$H_1(Q_{гэс}) < H_a(A) < H_2(Q'_{гэс}); \; N_1 = N_1(H_1, A); \; N_2 = N_2(H_2, A).$$

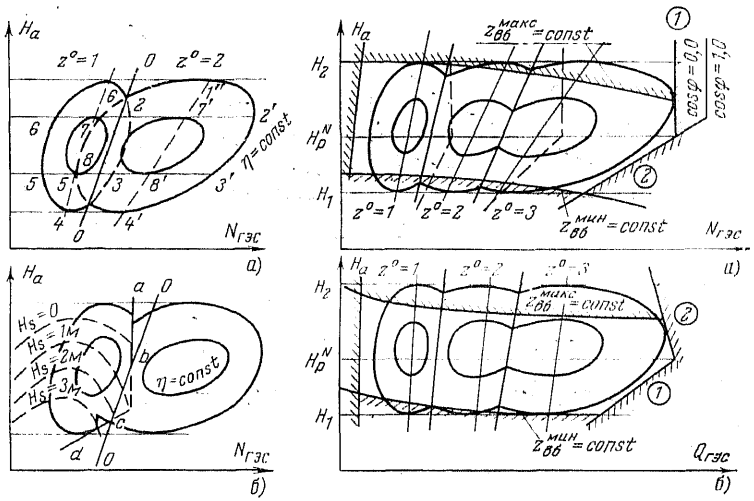


Рис. 6.20. Расчет эксплуатационной характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами.

Рис. 6.21. Эксплуатационная характеристика ГЭС с одинаковыми агрегатами.
1 — линия ограничения по генератору; *2* — то же по турбине.

Рассмотрев весь возможный диапазон $Q_{гэс}$, построим $Q'_{гэс}(N_{гэс}, z_{вб})$. Точки перехода от z к $(z+1)$-му агрегату на рис. 6.18 определятся как пересечение $Q_{гэс}(N_{гэс}, z_{вб})$ с линиями перехода на $Q'_{гэс}(N_{гэс}, H_a)$.

При наличии холостых сбросов расчет $Q_{гэс}(N_{гэс}, z_{вб})$ аналогичен рассмотренному алгоритму, но к $Q'_{гэс}$ следует добавить $Q_{х.сбр}$ для расчета $z_{пб}$. Учет $Q'_{х.сбр}$ наиболее удобен при наличии напорных характеристик ГЭС (см. гл. 7). Расходные и другие характеристики ГЭС с учетом в них $Q'_{х.сбр}$, как правило, не строятся.

Расходные характеристики ГЭС, построенные для $z_{вб}^{мин} = \text{const}$ и $z_{вб}^{макс} = \text{const}$, обычно наносятся на эксплу-

атационные характеристики ГЭС и служат верхней и нижней границей предельных режимов работы ГЭС по напору и мощности (рис. 6.21).

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. 6.21).

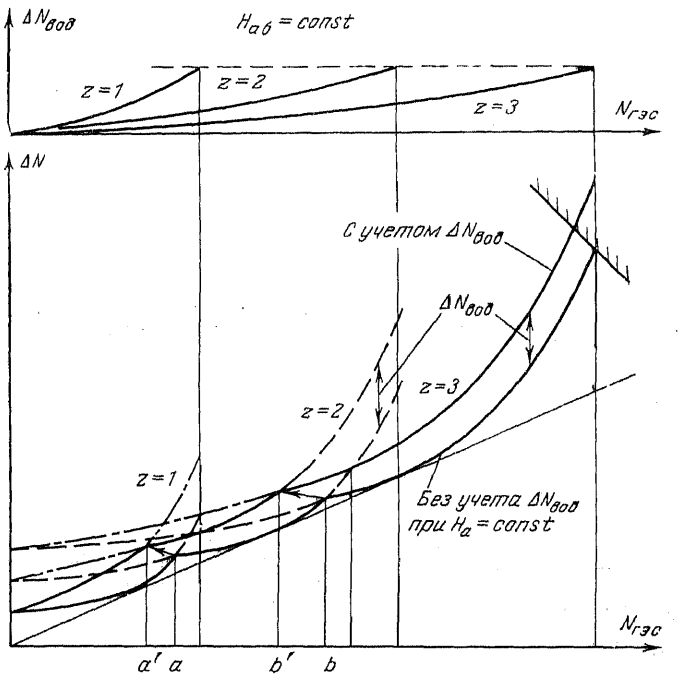


Рис. 6.22. Учет потерь мощности в напорных водоводах в энергетических характеристиках ГЭС.

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 $H_{а.б}$ на ГАЭС несовмещенного типа будет зависеть не столько от $Q_{гаэс}$, сколько от $z_{вб}(t)$ и $z_{нб}(t)$. Величина же $Q_{гаэс}$ будет влиять на $\Delta H_{вод}(Q_{гаэс})$. Вид энергетических характеристик ГАЭС в турбинном режиме будет аналогичен рассмотренным выше для приплотинных ГЭС.

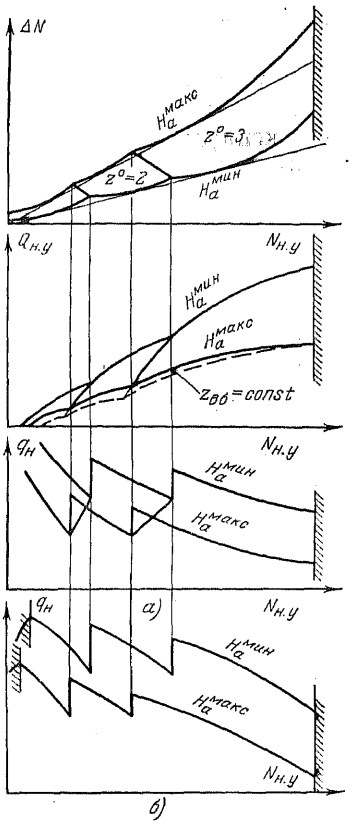


Рис. 6.23. Энергетические характеристики насосного режима ГАЭС с обратимыми осевыми и диагональными гидромашинами при переменном напоре.

Сказанное относится 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, $H_п$ будет практически постоянен. Регулирование подачи может осуществляться лишь числом работающих агрегатов. Энергетические характеристики в этом случае будут представлены множеством точек ($N_{н.у}$, $Q_{н.у}$) при $z=$ $=$var. Все эти точки лежат на одной прямой, соединяющей их и начало координат. Если $z_{вб}$ и $z_{нб}$ изменяются во времени и по расходу НС, то характеристика НС будет представлена в виде отрезков кривых, соответствующих $z=$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. 6.23,*а* представлены основные энергетические характеристики НС с тремя одинаковыми осевыми насосами при разных значениях $H_п$=const от $H_п^{мин}=H_1$ до $H_н^{макс}=H_2$. На рис. 6.23,*б* представлены дифференциальные характеристики НС с тремя одинаковыми диагональными насосами. Для этих агрегатов остальные характеристики для рабочей зоны практически анало-

гичны осевым агрегатам. Основное отличие характеристик относительных приростов НС с диагональными агрегатами от осевых — их вогнутость для рабочей зоны работы каждого агрегата.

Если для НС или насосного режима ГАЭС необходимо учесть условие $z_{вб}=\text{const}$ или $H_{гэс}=\text{const}$, то это можно сделать теми же методами, что и для ГЭС. Отличием от ГЭС здесь лишь будет уменьшение подачи насоса при $N_{п.у}=\text{const}$ при учете дополнительных потерь в водоводах или бьефах ГЭУ.

Глава седьмая

НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под напорными характеристиками ГЭС понимают зависимость напора на i-м агрегате H_{ai} или напора на блоке (ГЭС) $H_{гэс}$ от расхода воды в нижнем бьефе $Q_{нб}$. Для сомкнутых каскадов напор зависит и от $z_{вб}$ подпирающей ГЭС. Напорные характеристики строятся при условии заданного подведенного напора или уровня водохранилища данной ГЭС, т. е. $z_{вб}=\text{const}$.

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 энергоемкости или «калорийности» воды, проходящей через турбины ГЭС. То же самое наблюдается и при сработке водохранилища. Как следствие этого — существенное значение при определении оптимальных режимов ГЭС учета характера зависимости напоров от расходов ГЭС и холостых сбросов, а также уровня верхнего бьефа, подпора и многих других факторов.

Очевидно, не требует доказательств то обстоятельство, что напор на агрегате и ГЭС будет в значительной мере определяться эффективностью режима 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 $Q^{o}_{гэс}$ и $\eta^{o}_{гэс}$, 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 к. п. д. ГЭС, т. е. это вызовет повышение потерь на ГЭС.

Напор $H_а$ особенно связан с эффективностью внутристанционного режима ГЭС для деривационных ГЭС со сложной схемой подвода воды к агрегатам.

Наличие напорных характеристик ГЭС позволяет более корректно назначать внутристанционный режим оборудования и режимы станций в целом в энергосистеме. Последнее связано с возможностью появления связанной мощности ГЭС по напору при $H_а < H^{N}_{р}$, а также ограничений 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 $z_{вб}$=const, который обеспечивает покрытие $Q'_{гэс}$ или $N_{гэс}$ при минимальном значении $\Delta N_{гэс}$. Полученные в этом расчете величины $H_а$ или $H_{гэс}$ и будут вместе с $Q'_{гэс}$ определять собой 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 работы 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.

7.2. НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭС

Рассмотрим напорные характеристики одиночной русловой ГЭС с одинаковыми агрегатами при $Q_{\text{х.сбр}}=0$. Для этой ГЭС $H_{\text{а}}$ и $H_{\text{гэс}}$ можно найти по формулам

$$H_{\text{а}}(Q_{\text{нб}}) \approx H_{\text{гэс}}(Q_{\text{нб}}) = z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = H_{\text{гэс}}^{\text{под}} - \Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}), \tag{7.1}$$

где

$$H_{\text{гэс}}^{\text{под}} = z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}} = 0),$$

и

$$\Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}=0).$$

Как видно, $H_{\text{а}}$ или $H_{\text{гэс}}$ зависит только от $Q_{\text{нб}}$ или $Q_{\text{гэс}}$ при $z_{\text{вб}}=\text{const}$.

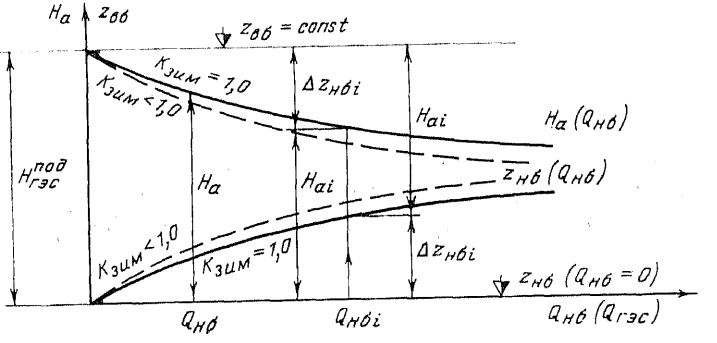


Рис. 7.1. Напорная характеристика ГЭС при $z_{\text{вб}}=\text{const}$ для летних и зимних условий с учетом потерь в нижнем бьефе.

Учитывая характер кривых $z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ и $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{нб}})$ и принимая $z_{\text{вб}}=\text{const}$, напорную характеристику ГЭС представим в виде, показанном на рис. 7.1. Если $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{нб}})$ достаточно велики, то их следует учесть в напорной характеристике плотинной ГЭС, так же как и $\Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$.

Напорная характеристика ГЭС зависит от многих факторов, например, для многих рек СССР, замерзаю-

щих зимой, в $H_а(Q_{нб})$ необходимо учитывать ледовые условия. Учет зимних условий, так же как и $\Delta H_{вод}$, снижает $H_а$ при данном $Q_{нб}$ (рис. 7.1). Для южных рек, зарастающих летом, учет этого явления аналогичен учету ледовых условий.

Заметно влияет на $H_а(Q_{нб})$ режим сработки-наполнения водохранилища ГЭС. Любая сработка ведет

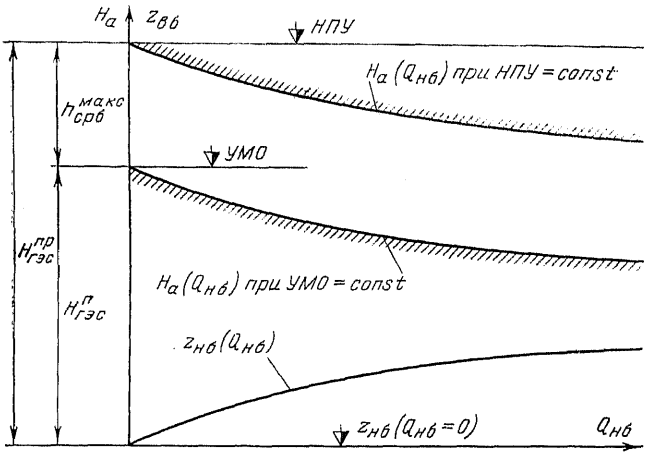


Рис. 7.2. Диапазон изменения напоров на русловой ГЭС для установившихся режимов.

к уменьшению располагаемого напора. Действительно, вместо (7.1) с учетом (3.15) можно записать:

$$H_а(Q_{нб}) = H_{гэс}(Q_{нб}) = H^{пр}_{гэс} - h_{сраб} - \Delta z_{нб}(Q_{нб}), \qquad (7.2)$$

где

$$H^{пр}_{гэс} = z^{макс}_{вб} - z_{нб}(Q_{нб}=0),\ z_{вб} = H^{пр}_{гэс} - h_{сраб}.$$

На рис. 7.2 показаны напорные характеристики плотинной русловой ГЭС, построенные по (7.2) для $z_{вб}$= =НПУ и $z_{вб}$=УМО. Эти зависимости определяют собой весь возможный диапазон располагаемых напоров данной ГЭС для установившегося режима.

С помощью напорных характеристик по $Q_{нб}$ можно не только определить $H_а$ или $H_{гэс}$, но и оценить предельную мощность ГЭС в данном створе, т. е. $N_{ств} = N^{макс}_{ств}$ при $z_{вб} = \text{const}$. Предельная мощность имеет место в любом

створе при некотором $Q_{нб}$ в силу выпуклости $H_а(Q_{нб})$, причем $N^{макс}_{ств}$ существенно зависит от $z_{вб}$. На рис. 7.3 представлены зависимости $N^{макс}_{ств}(Q_{нб}, z_{вб})$, построенные на основе напорных характеристик при $K_N = 9{,}81 \times \eta_{гэс} = \text{const}$. Подобное допущение принимается весьма часто для многих приближенных расчетов. Объясняется это высоким к. п. д. ГЭС и малым диапазоном его измене-

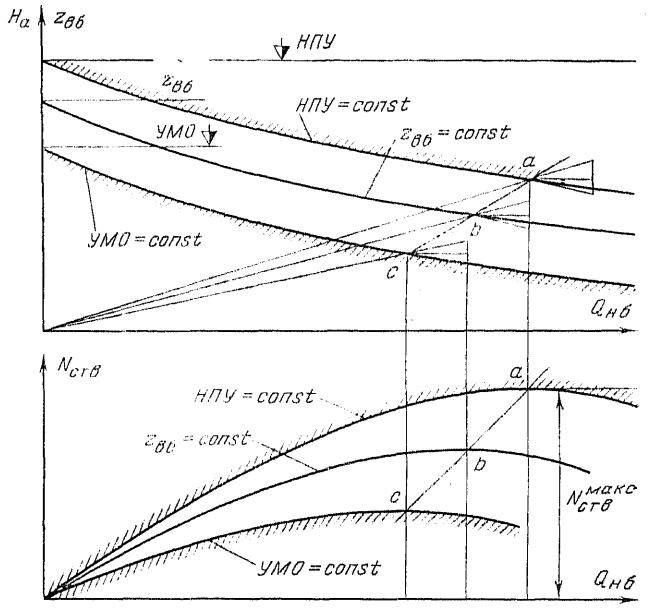


Рис. 7.3. Зависимость предельных мощностей в створе ГЭС от уровней воды в водохранилище.

ния на реальных ГЭС для оптимальных режимов работы. Обычно для небольших агрегатов K_N принимают равным 7,8—8,0, для крупных 8,2—8,4 и сверхмощных 8,6—8,8.

На рис 7.3 видно, как изменяется $N^{макс}_{ств}$ при изменении $z_{вб}$. Полученные значения $N^{макс}_{ств}$ могут служить ориентиром для проверки энергетических показателей данного створа.

Поскольку при K_N=const величина $N_{\text{ств}}$ для $z_{\text{вб}}$= =const однозначно определяется $Q_{\text{нб}}$, то максимум $N_{\text{ств}}$ можно найти из следующего выражения:

$$\frac{dN_{\text{ств}}}{dQ_{\text{нб}}}=K_N\left(\frac{dH_{\text{гэс}}}{dQ_{\text{гэс}}}Q_{\text{гэс}}+H_{\text{гэс}}\right)=0. \qquad (7.3)$$

Отсюда следует, что необходимым условием экстремума $N_{\text{ств}}(Q_{\text{нб}}, z_{\text{вб}})$ является выполнение соотношения

$$\frac{dH_{\text{гэс}}}{dQ_{\text{гэс}}}=-\frac{H_{\text{гэс}}}{Q_{\text{гэс}}}=-\frac{dz_{\text{нб}}}{dQ_{\text{гэс}}}. \qquad (7.4)$$

Условия (7.4) весьма просто реализуются с помощью напорных характеристик (рис. 7.3), при этом всегда можно найти ориентировочное значение $N^{\text{макс}}_{\text{ств}}$ в данном створе при любом $z_{\text{вб}}$.

Если $\Delta z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ задается зависимостью

$$\Delta z_{\text{нб}}=A\sqrt{Q_{\text{нб}}}, \qquad (7.5)$$

то можно получить и общее решение (7.3) для любой отметки верхнего бьефа.

Действительно, для $N_{\text{ств}}=K_NQ_{\text{нб}}H_{\text{гэс}}=K_NQ_{\text{нб}}(H^{\text{под}}_{\text{гэс}}-$ $-A\sqrt{Q_{\text{нб}}})$ условие (7.3)

примет вид:

$$\frac{dN_{\text{гэс}}}{dQ_{\text{гэс}}}=K_N\left(H_{\text{гэс}}+Q_{\text{гэс}}\left(-\frac{A}{2\sqrt{Q_{\text{нб}}}}\right)\right)=0. \qquad (7.6)$$

Решая его относительно $Q_{\text{гэс}}$, получаем, что $N^{\text{мак}}_{\text{ств}}$ при $z_{\text{вб}}$=const обеспечивается при

$$Q_{\text{гэс}}=\frac{(H^{\text{под}}_{\text{гэс}})}{2{,}25A^2}. \qquad (7.7)$$

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 $H^{\text{мин}}_{\text{гэс}}$ и $H^{\text{макс}}_{\text{гэс}}$ (рис. 7.4). С помощью полученного поля изменения напоров ГЭС можно определить $H_{\text{а}}$ или $H_{\text{гэс}}$ и при наличии $Q_{\text{х.сбр}}$.

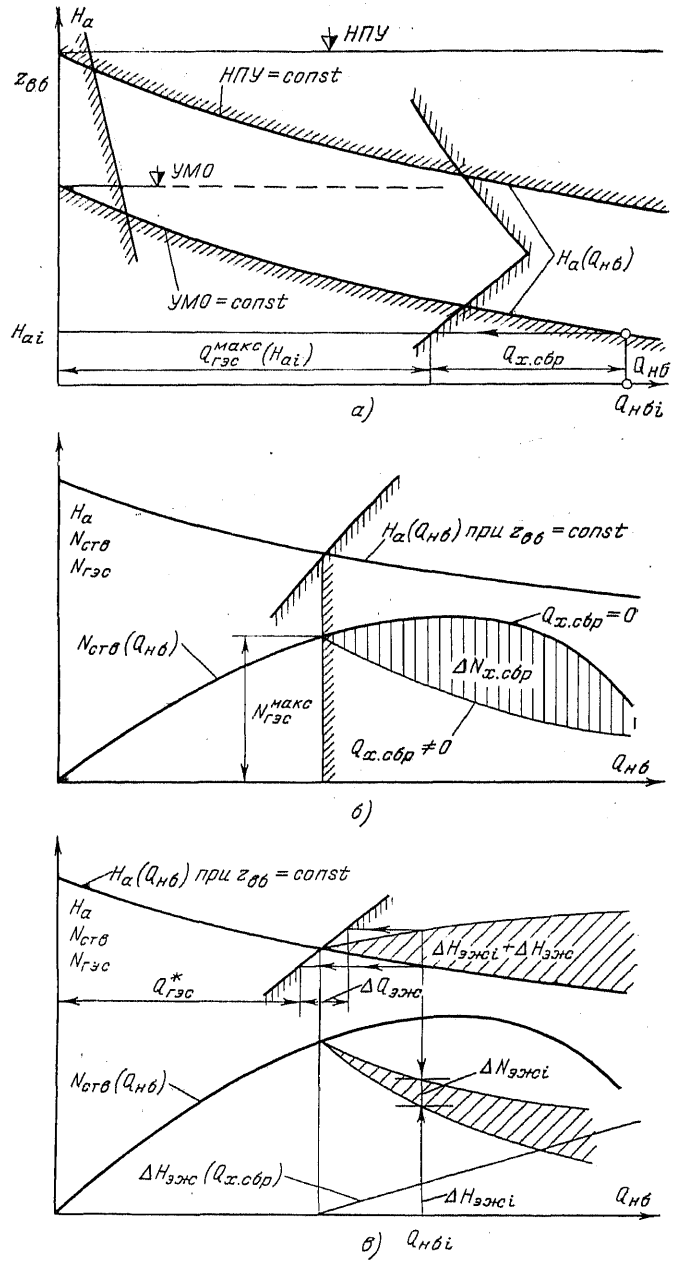


Рис. 7.4. Учет холостых сбросов в напорных энергетических характеристиках створа ГЭС при $z_{нб}$ = const.

Действительно, пусть требуется для какого-то $z_{вбi} = \text{const}$ (УМО $< z_{вбi} <$ НПУ) и заданного $Q_{нбi} \gg Q^{макс}_{гэс}$ найти H_{ai}, $Q_{гэсi}$ и $Q_{х.сбрi}$. Напор H_{ai} может быть найден по (7.1) или по напорной характеристике ГЭС. Затем определяется при полученном значении H_{ai} предельная пропускная способность ГЭС $Q^{макс}_{гэс}(H_{ai})$ и далее $Q_{х.сбрi}$, как разница между $Q_{нб}$ и $Q^{макс}_{гэс\,i}$ (рис. 7.4, *а*).

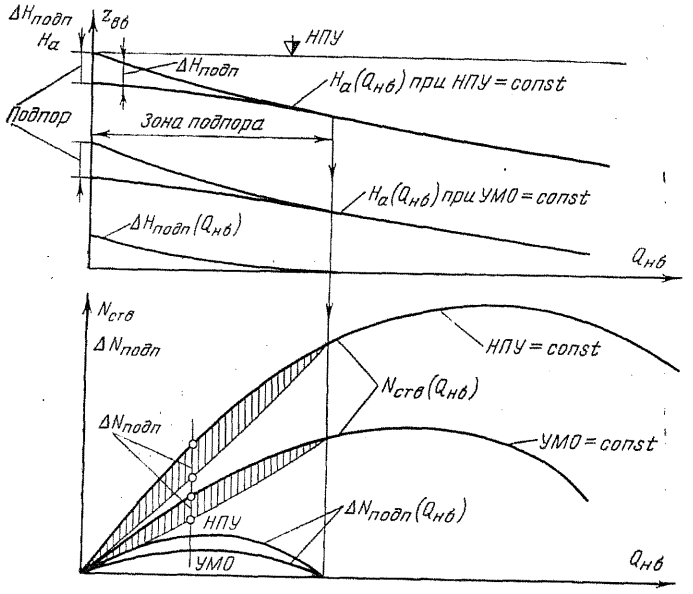


Рис. 7.5. Учет подпора в напорных характеристиках ГЭС.

Наличие $Q_{х.сбр}$ ведет к изменению и характеристики $N_{ств}(z_{вб}, Q_{нб})$ (рис. 7.4,*б*). Предельная по напору мощность при этом получается в точке с $Q_{гэс} = Q^{макс}_{гэс}(H_{ai})$. Далее идет только уменьшение $N_{ств}$ за счет того, что снижается H_{ai}, а вместе с ним и $Q_{гэс}(H_{ai})$.

Для повышения располагаемой на напору мощности ГЭС в периоды холостых сбросов для низконапорных русловых совмещенных ГЭС используется возможность повышения напора за счет эффекта эжекции (рис. 7.4,*в*). $N^{расп}_{гэс}(H_a)$ при этом увеличивается на

$\Delta N_{эж}=9{,}81\eta_{гэс}\Delta H_{эж}(Q^*_{гэс}+\Delta Q(\Delta H_{эж}))$, где $Q^*_{гэс}$ — расход ГЭС при $\Delta H_{эж}=0$.

На рис. 7.5 показана напорная характеристика ГЭС с подпором в нижнем бьефе. Появление подпора уменьшает $N_{ств}(Q_{нб})$ на $\Delta N_{подп}$, определяемого по формуле $K_N Q_{нб}\Delta H_{подп}$, где $\Delta H_{подп}(Q_{нб})$ находится как разность между значениями H_a^{∞} без учета и с учетом подпора.

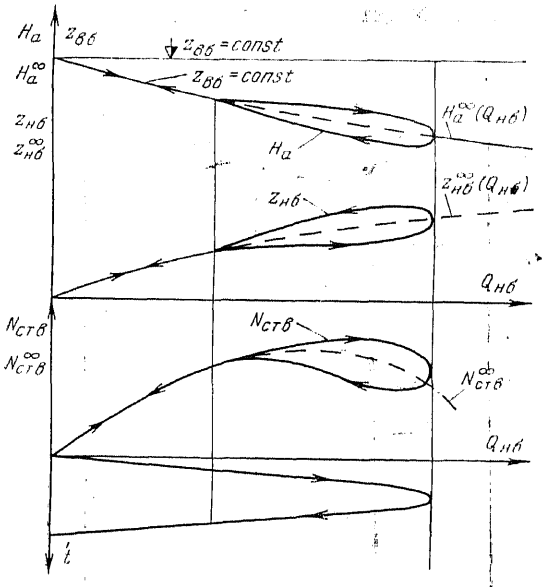


Рис. 7.6. Динамические напорные характеристики ГЭС для периода половодья.

Из-за двузначности кривой связи нижнего бьефа в периоды половодья нарушается однозначность $H_a(Q_{нб})$ и $N_{ств}(Q_{нб})$. Это ведет к появлению динамических напорных характеристик ГЭС, показанных на рис. 7.6 в виде зависимостей $H_a(Q_{нб}, t)$, $N_{ств}(Q_{нб}, t)$. Статические характеристики для установившегося режима на том же рисунке обозначены через $H_a^{\infty}(Q_{нб})$, $z_{нб}^{\infty}(Q_{нб})$ и $N_{ств}^{\infty}(Q_{нб})$.

Если на напорной характеристике учесть и неустановившееся движение воды для суточных режимов, то

зависимость $H_а$ от t и $Q_{нб}$ будет еще более сложной (рис. 7.7). При этом возможен случай, когда $Q_{нб}^{макс}(t)$ соответствует в действительности как больший, так и меньший напор по сравнению с $H_а^{\infty}$.

При наличии всего спектра энергетических характеристик ГЭС (см. гл. 5) несложно получить и зависимость $H_а(N_{гэс})$, которая с учетом включения-отключения агрегатов будет кусочно-гладкой кривой.

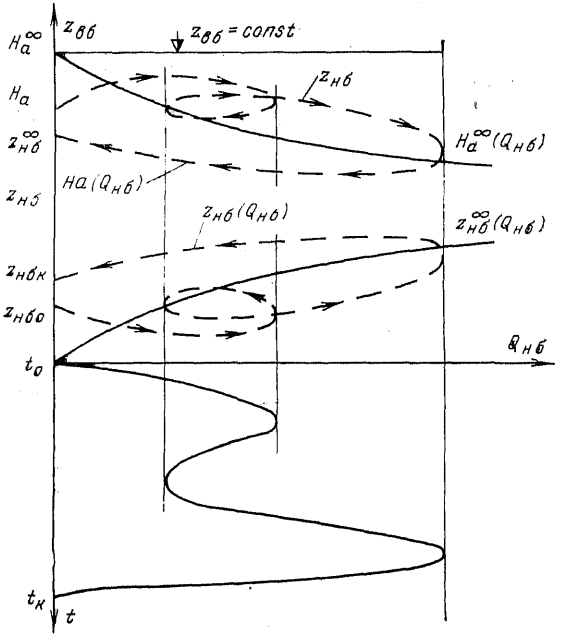


Рис. 7.7. Динамические напорные характеристики ГЭС с учетом неустановившегося движения воды в нижнем бьефе.

Таким образом, для плотинных низко- и средненапорных ГЭС величина $H_а$ существенно зависит от $Q_{нб}$, $z_{нб}$, подпора, ледовых условий, неустановившегося движения в бьефах ГЭС и других факторов. Она 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 весьма су-

щественные изменения всех энергетических характеристик ГЭС (см. гл. 5 и 6), 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 $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$, это изменяет и характер кривой $H_{\text{а}}(Q_{\text{нб}})$.

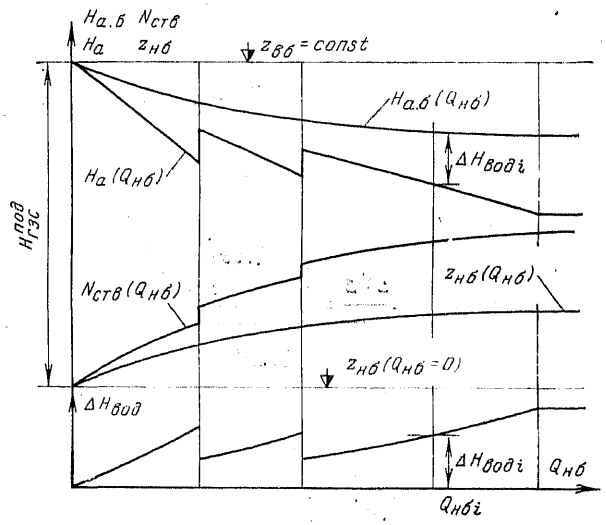


Рис. 7.8. Напорная характеристика приплотинной ГЭС при $z_{\text{вб}}=$ =const с учетом потерь в водоводах и нижнем бьефе.

Влияние потерь в нижнем бьефе на $H_{\text{а}}(Q_{\text{нб}})$ для приплотинных ГЭС существенно меньше, чем для низконапорных русловых гидростанций.

На рис. 7.8 показана напорная характеристика приплотинной ГЭС с тремя одинаковыми агрегатами при заданных диапазонах работы каждым числом агрегатов. В отличие от $H_{\text{а}}(Q_{\text{нб}})$ для русловой ГЭС напорная характеристика представляет собой кусочно-гладкую зависимость с разрывами 1-го рода. Для этих ГЭС $N^{\text{макс}}_{\text{стб}}$ достигается при очень больших $Q_{\text{нб}}$, намного больше, чем реально возможное их значение.

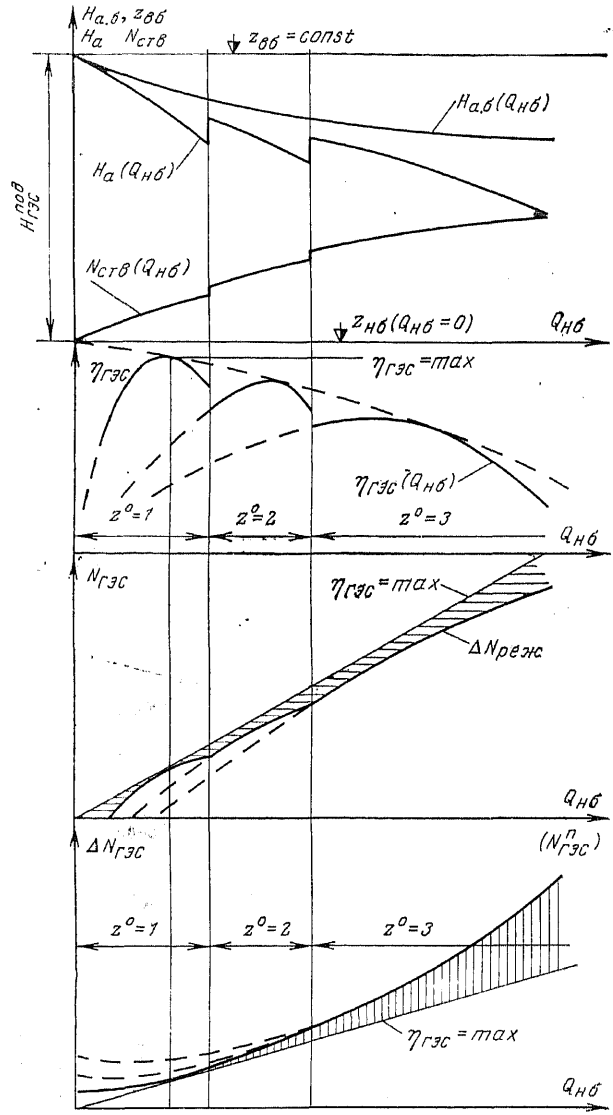


Рис. 7-9. Энергетические характеристики приплотинной ГЭС при $z_{вб}=const$.

Зависимость $N_{ств}(Q_{гэс}, z_{вб})$ имеет скачкообразный характер, тогда как $N_{гэс}(Q_{гэс}, z_{вб})$ и $\Delta N_{гэс}(Q_{гэс}, z_{вб})$ при оптимальном включении агрегатов претерпевает лишь излом в точках включения агрегатов (рис. 7.9). Для компенсации скачкообразного повышения напора при включении каждого следующего агрегата будет происходить такое же скачкообразное уменьшение к. п. д. ГЭС в этих же точках.

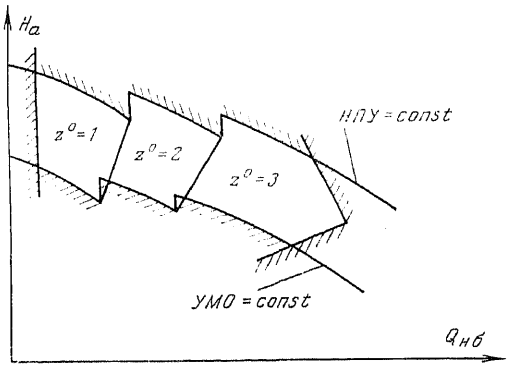


Рис. 7.10. Диапазон изменения напоров приплотинной ГЭС для установившихся режимов.

Для приплотинной ГЭС характеристики $H_а(Q_{нб})$ и $H_{а.б}(Q_{нб})$ различаются. Напор $H_{а.б}$ всегда выше, чем $H_а$. Из-за этого возможны и ошибки при расчетах действительных значений $N_а$ и $N_{гэс}$ по указанным характеристикам (завышенные значения мощности по кривой $H_{а.б}(Q_{нб})$). Ошибка из-за неучета потерь напора в водоводах и связанного с ней снижения к. п. д. агрегата 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 (рис. 7.10). Показанные на рис. 7.8 и 7.10 скачки напора заметны лишь на малоагрегатных ГЭС.

Напорные характеристики деривационных ГЭС. Для деривационных ГЭС напорные характеристики по внешнему виду соответствуют представленным на рис. 7.8—7.10 для приплотинных ГЭС: единственное отличие — лишь в значительно большем расхождении между $H_{а.б}$ и $H_а$ и между $H_{гу}$ и $H_а$. Напо-

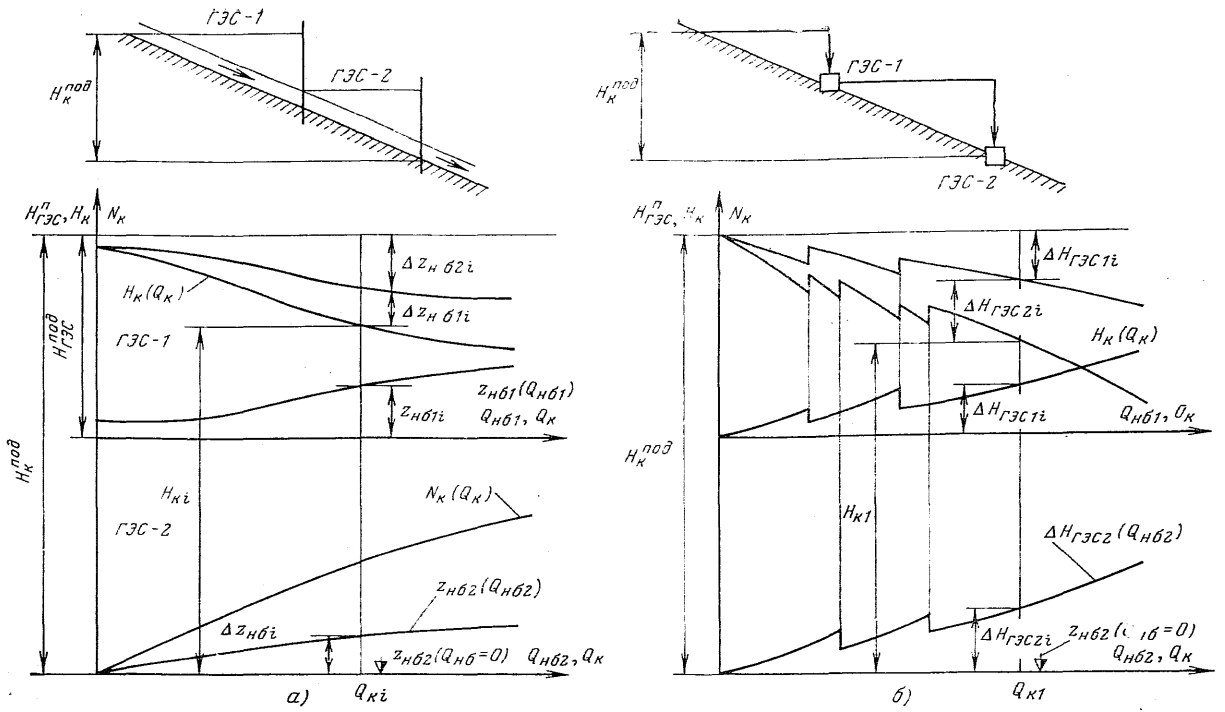


Рис. 7.11. Напорная характеристика каскада плотинных (*а*) и деривационных (*б*) ГЭС.

ры $H_{а.б}$ 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% $H^{пр}_{гу}$ (см. гл. 3).

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 $Q_{гэс1} = Q_{гэс2} = \ldots = Q_{гэсn} = Q_к$ ($l = 1, 2, \ldots, n$ — 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 $Q_{гэсi} = Q_к$. На рис. 7.11 показаны напорные характеристики двух каскадов — плотинного (*а*) и деривационного (*б*). Для деривационных ГЭС следует учитывать и наличие местного притока $\Delta Q_м$ между головным узлом и створом здания ГЭС. Это означает, что расходы ГЭС в данном случае могут быть и не равны между собой $Q_{гэс2} = Q_{гэс1} + \Delta Q_{м1}$; $Q_{гэс3} = Q_{гэс2} + \Delta Q_{м2}$ и т. д., т. е. $Q_{гэсn} = Q_{гэс1} + \sum_{l=1}^{n-1} \Delta Q_{мl}$. На рис. 7.11 принято, что $\Delta Q_м = 0$. Если $\Delta Q_м \neq 0$, то для расчета потерь напора на $(l+1)$-й ГЭС необходимо будет взять $\Delta H_{гэс(l+1)}$ при $Q_{нб(l+1)} = Q_{нбl} + \Delta Q_{мl}$. Напор на каскаде ГЭС будет являться функцией $Q_{нб1}$.

При наличии напорной характеристики каскада не представляет особого труда рассчитать и мощность каскада $N_к$:

$$N_к = K_N Q_к H_к(Q_к) \qquad (7.8)$$

при

$$H_к(Q_к) = H^{под}_к - \sum_{l=1}^{n} \Delta H_{гэсl}(Q_к). \qquad (7.9)$$

Если $\tau_{доп} \neq 0$, то представление напорной характеристики каскада в графическом виде крайне сложно.

Все то, что было сказано выше, относилось к случаю установки на ГЭС однотипных агрегатов. Однако при разнотипном оборудовании вид напорных характеристик существенно не изменится. Изменения будут касаться лишь математической модели задачи оптимизации внутристанционных режимов ГЭУ.

7.3. НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЭС, НАСОСНЫХ И ПРИЛИВНЫХ СТАНЦИЙ

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 $H_{а.б}$ от $Q_{гаэс}$. Для ГАЭС несовмещенного вида (см. гл. 3) с искусственными водохранилищами малого объема напоры $H_а$ и $H_{а.б}$ определяются в основном режимом сработки-наполнения бассейнов ГАЭС во времени, а не расходом $Q_{гаэс}$ в данный момент (см. гл. 3).

Иными словами, $H_а$ и $H_{а.б}$ для блочной схемы ГАЭС несовмещенного типа с одинаковыми агрегатами могут быть найдены по следующим формулам:

$$H_{а.б}(t)=H_{гаэс}(t)=z_{вб}(t)-z_{нб}(t), \qquad (7.10)$$

где

$$z_{вб}(t)=z_{вб}(V_{вб}(t)); \quad z_{нб}(t)=z_{нб}(V_{нб}(t));$$

при

$$V_{вб}(t)=V_{в0}\mp\int_{t_0}^{t}Q_{гаэс}(t)\,dt; \qquad (7.11)$$

$$V_{нб}(t)=V_{н0}\pm\int_{t_0}^{t}Q_{гаэс}(t)\,dt; \qquad (7.12)$$

$$H_а(t)=H_{а.б}(t)\mp\Delta H_{вод}(Q_{гаэс}(t)). \qquad (7.13)$$

В (7.11) и (7.13) знак «+» относится к насосному режиму ГАЭС, а «—» к турбинному, а в (7.12) —наоборот. Выражение (7.10) справедливо для любых режимов ГАЭС.

Из анализа (7.10)—(7.13) следует, что представление $H_а$ или $H_{а.б}$ 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 $z_{вб}(t)$ и $z_{нб}(t)$ для каждого значения $Q_в$=const с учетом работы верхнего и нижнего бассейнов в противофазе друг к другу. На рис. 7.12,*а* показаны эти зависимости для $T_3<T_2<T_1$ для турбинного и насосного режимов ГАЭС.

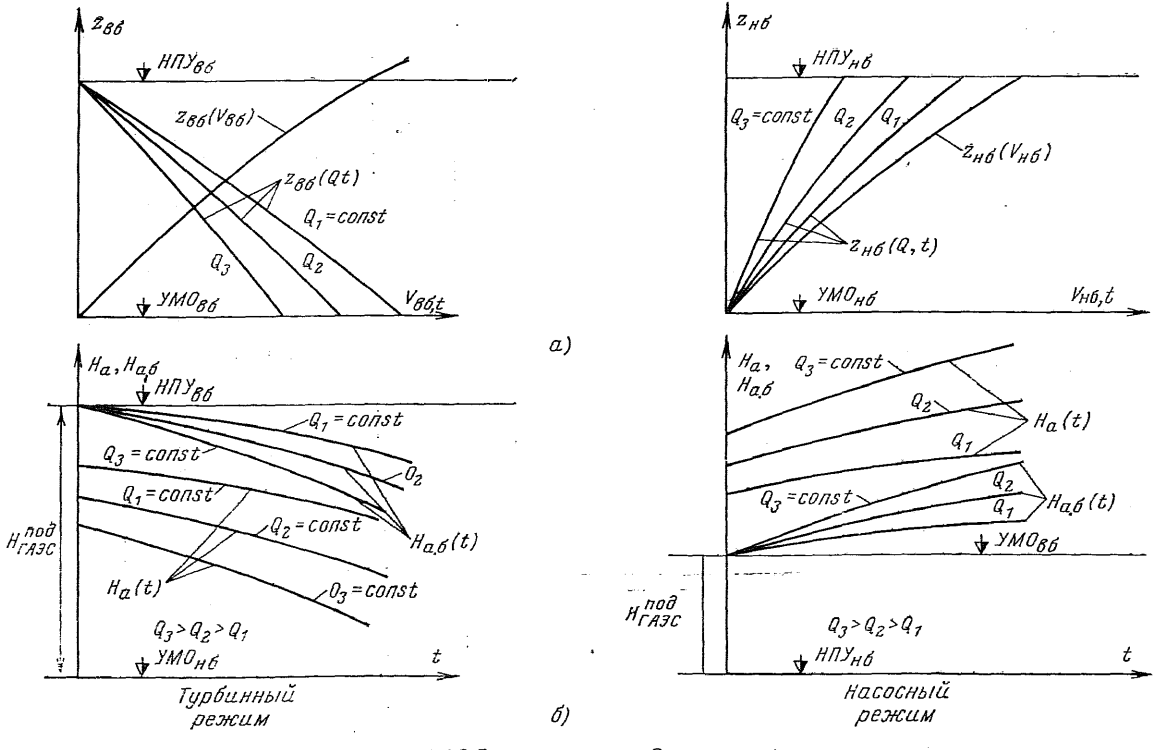


Рис. 7.12. Напорные характеристики ГАЭС при условии $Q_{гаэс}$=const.

С учетом полученных зависимостей несложно построить и $H_{а.б}=H_{а.б}(t, Q_в)$ (рис. 7.12,*б*).

Для условия, когда $Q_в=Q_{гаэс}=\text{const}$, потери $\Delta H_{вод}$ будут также постоянными. Вследствие этого $H_а$ отличаются от $H_{а.б}$ на $\Delta H_{вод}$, что и показано на рис. 7.12,*б*.

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 $\Delta H_{вод}(Q_{гаэс})$. Во всех других случаях для расчета $H_{а.б}$ или $H_а$ следует пользоваться (7.10)—(7.13).

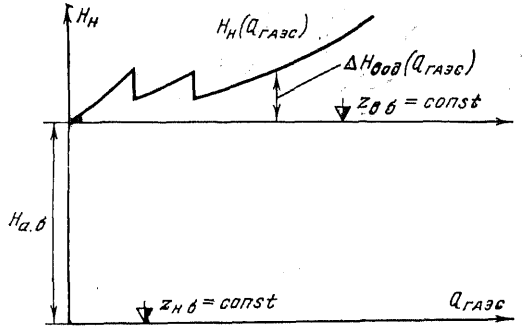


Рис. 7.13. Напорная характеристика насосного режима ГЭС—ГАЭС при $z_{вб}(t)=\text{const}$ и $z_{нб}=\text{const}$.

Для ГЭС—ГАЭС в каскаде при суточном заряде возможно, что $z_{вб}$ и $z_{нб}$ будут изменяться незначительно. Например, для обратимых агрегатов, которые могут быть установлены на каскадах ГЭС длительного регулирования (Волжско-Камский, Днепровский и др.). В этом случае для режима разряда ГАЭС напорные характеристики аналогичны обычным ГЭС. Для насосного режима при $z_{вб}=\text{const}$ и $z_{нб}=\text{const}$ значения напора $H_н$ можно представить зависящими от $Q_{гаэс}$ на основе следующего выражения:

$$H_н(t)=z_{вб}(t)-z_{нб}(t)+\Delta H_{н.у}(t), \qquad (7.14)$$

где $z_{вб}(t)-z_{нб}(t)=H_{гэс}(t)=\text{const}$, а $\Delta H_{н.у}(t)=\Delta H_{н.у}(Q_{гаэс}(t))$.

Гидравлические потери в насосной установке определяются так же, как и для ГЭС, и соответствующая характеристика имеет вид, аналогичный виду $\Delta H_{вод}(Q_{гаэс})$.

Вид таких зависимостей для осевых и диагональных агрегатов для заданной функции $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гаэс}})$ представлен на рис. 7.13.

Напорные характеристики насосных станций и ГАЭС в насосном режиме аналогичны между собой.

Для каскадов низконапорных ГЭС—ГАЭС длительного регулирования с капсульными агрегатами $H_{\text{н}}$ практически постоянен в режиме суточного заряда и равен разности уровней бьефов.

ПЭС представляют собой особый вид ГЭС—ГАЭС, а именно, низконапорных с капсульными агрегатами, где изменение уровня одного из бассейнов всегда происходит по мареограмме $z_{\text{м}}(t)$ (см. гл. 1). Для них, так же как и для ГАЭС, невозможно графическое представление напорной характеристики.

Расчет напора для прямого турбинного (п. т.) и обратного насосного (о. н.) режимов следует производить по формулам:

$$H_{\text{пэс}}^{\text{п.т/о.н}}(t) \approx z_{\text{вб}}(t) - z_{\text{м}}(t), \tag{7.15}$$

где $z_{\text{вб}}(t) = z_{\text{вб}}(V_{\text{вб}}(t))$ — уровень воды в водохранилище ПЭС:

$$V_{\text{вб}}(t) = V_{\text{во}} \mp \int_{t_0}^{t} Q_{\text{пэс}}(t)\, dt. \tag{7.16}$$

Знак «—» в (7.16) соответствует прямому турбинному, а «+» — обратному насосному режиму.

Для обратного турбинного (о. т) и прямого насосного (п. н) режимов напоры на ПЭС можно рассчитать по формулам:

$$H_{\text{пэс}}^{\text{о.т/п.н}}(t) = z_{\text{м}}(t) - z_{\text{вб}}(V_{\text{вб}}(t)); \tag{7.17}$$

$$V_{\text{вб}}(t) = V_{\text{во}} \pm \int_{t_0}^{t} Q_{\text{пэс}}(t)\, dt. \tag{7.18}$$

При наличии неустановившегося движения воды в бьефах ГАЭС, ГЭС — ГАЭС и ПЭС его следует учитывать в расчетах $H_{\text{а.б}}$ или $H_{\text{а}}$.

Глава восьмая

МЕТОДЫ РАСЧЕТА РЕЖИМА СРАБОТКИ-НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩА

8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Водохозяйственные расчеты обычно связаны с определением режима сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче по расходу, напор на ГЭС здесь не имеет значения.

Водноэнергетические расчеты связаны с определением мощности ГЭУ. В них необходимо учитывать одновременное изменение во времени $Q_{гэс}$, $H_{гэс}$, $\eta_{гэс}$ при управлении режимом водохранилища. Они более сложны, чем водохозяйственные, по многим причинам, в том числе из-за сложности взаимосвязей напора, расхода и мощности ГЭУ с режимом водохранилища, каскадности использования водотока, многообразия типов ГЭУ по способу создания напора и регулирования стока и т. д.

Разные требования предъявляются к организации и способу проведения водноэнергетических расчетов в проектной и эксплуатационной практике. Естественно, что важную роль при этом играет знание особенностей энергетических показателей водохранилища — источника гидроэнергетических ресурсов.

8.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОХРАНИЛИЩА ГЭУ

Энергетические характеристики водохранилища ГЭУ представляют собой зависимости их энергетической емкости от режима управления уровнями верхнего бьефа. Для ГАЭС дополнительно учитывается и «энергоемкость» нижнего бьефа. Расчет указанных характеристик производится с помощью морфометрических характеристик бьефов ГЭУ (см. гл. 3). Для ГЭС $V_{в}(z_{вб}, Q_{пр})$, $F_{вб}(z_{вб}, Q_{пр})$ и $z_{нб}(Q_{нб}, z_{вб}^{подп})$; для ГАЭС $V_{вб}(z_{вб})$ и $V_{нб}(z_{нб})$.

Определим оптимальный режим сработки водохранилища за период $T=t_к-t_0$ по критерию максимального использования его энергетической емкости:

$$Э_{св} = \int_{t_0}^{t_к} N_в(t)\,dt \Rightarrow \max; \qquad (8.1)$$

$$N_{в}(t)=9{,}81Q_{в}(t)\,H_{в}(t); \tag{8.2}$$

$$Q_{в}(t)=\frac{dV_{в}}{dt}; \tag{8.3}$$

$$H_{в}(t)=H_{гэс}^{под}-h_{сраб}(t)-\Delta z_{нб}(t). \tag{8.4}$$

Предположим, что известно состояние водохранилища в начальный момент времени t_0, т. е. $z_{вб0}$ или $V_{в0}$.

Поставленную задачу можно решить аналитическими методами математического программирования [48, 49]. Например, при использовании непрерывного принципа максимума Понтрягина необходимое условие экстремума-максимума (8.1) имеет вид:

$$\zeta_{нб}(t)=\zeta_{нб0}=\zeta_{нб}(t=t_0)=\text{const}, \tag{8.5}$$

где при $Q_{нб}(t)=Q_{в}(t)$

$$\zeta_{нб}=z_{нб}(Q_{нб})+\frac{dz_{нб}}{dQ_{нб}}. \tag{8.6}$$

Очевидно, что постоянство $\zeta_{нб}$ во времени будет соответствовать и постоянству $z_{нб}$ и, следовательно, $Q_{нб}$. Однако условие (8.5) обеспечивает получение только локального решения (8.1), глобальное решение может быть получено следующим образом.

Зададимся несколькими значениями $Q_{в}$, постоянными во времени, и определим соответствующую им $Э_{в}$ по (8.1). В этом случае (8.1) примет вид:

$$Э_{в}=9{,}81Q_{в}\int_{t_0}^{t_к}H_{в}(t)\,dt. \tag{8.7}$$

Преобразуем это равенство следующим образом:

$$Э_{в}=0{,}00272Q_{в}T\bar{H}_{э}=0{,}00272V_{сраб}\bar{H}_{э},\ \text{кВт}\cdot\text{ч}, \tag{8.8}$$

где $\bar{H}_{э}$ — среднеэнергетический напор водохранилища при сработке его за время T, с, постоянном расходом $Q_{в}$ от заданного объема $V_{в0}$ в начальный момент времени t_0:

$$\bar{H}_{э}=\frac{\int_{t_0}^{t_к}H_{в}(t)\,dt}{T}. \tag{8.9}$$

Для наиболее часто встречающихся случаев представления объемной характеристики водохранилища в виде линейной или параболической функций (т. е. $h_{сраб}=$

$=kV_{\text{сраб}}$ и $h_{\text{сраб}}=kV^2_{\text{сраб}}$) значение $\bar{H}_э$ может быть найдено аналитическим путем:

$$\bar{H}_э = H^{\text{под}}_{\text{гэс}} - \frac{1}{2} h_{\text{сраб.к}} - \Delta z_{\text{нб}}(Q_в); \tag{8.10}$$

$$\bar{H}_э = H^{\text{под}}_{\text{гэс}} - \frac{1}{3} h_{\text{сраб.к}} - \Delta z_{\text{нб}}(Q_в), \tag{8.11}$$

где $h_{\text{сраб.к}}$ — конечная глубина сработки водохранилища за время T при постоянном $Q_в$:

$$Q_в = \frac{V_в(h_{\text{сраб.к}}) - V_в(h_{\text{сраб0}})}{T}. \tag{8.12}$$

В выражении (8.8) значение $Э_в$ зависит только от объема сработки водохранилища за время T, т. е. $Э_в = Э_в(V_{\text{сраб.к}})$. Тогда максимум (8.8) можно найти, решив следующее уравнение:

$$\frac{dЭ_в}{dV_{\text{сраб.к}}} = 0{,}00272\left(\bar{H}_э + V_{\text{сраб.к}} \frac{d\bar{H}_э}{V_{\text{сраб.к}}}\right) = 0, \tag{8.13}$$

что соответствует выполнению условия

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{\bar{H}_э}{V_{\text{сраб.к}}} = -\frac{d\bar{H}_э}{dV_{\text{сраб.к}}} = -\operatorname{tg}\beta. \tag{8.14}$$

С учетом невысокой точности используемых характеристик бьефов (см. гл. 3) реализацию (8.14) можно осуществить графоаналитическим методом (рис. 8.1).

Для расчета $h^{\circ}_{\text{сраб}}$ предварительно строится зависимость $\bar{H}_э = \bar{H}_э(V_{\text{сраб.к}})$ по формулам (8.10) или (8.11). Затем с использованием $\Delta z_{\text{нб}}(Q_в)$ и (8.14) определяется $h^{\circ}_{\text{сраб}}$.

Перепишем (8.14) в следующем виде:

$$dЭ_Q = 0{,}00272\bar{H}_э dV_{\text{сраб.к}} = 0{,}00272V_{\text{сраб.к}} d\bar{H}_э = -dЭ_н. \tag{8.15}$$

На основании (8.15) приходим к заключению, что $h^{\circ}_{\text{сраб}}$ соответствует такой сработке водохранилища, при которой прибавка выработки за счет дальнейшего увеличения расхода водохранилища $dЭ_Q$ полностью компенсируется уменьшением напора (т. е. $-dЭ_н$). При $h_{\text{сраб}} < h^{\circ}_{\text{сраб}}$ приращение $|dЭ_Q| > |-dЭ_н|$, для $h_{\text{сраб}} > h^{\circ}_{\text{сраб}}$ — наоборот, что и определяет нецелесообразность дальнейшей сработки водохранилища.

Если в проведенных расчетах учесть приточность воды в водохранилище за тот же период T, то это несколько изменит полученные результаты. Например, для периода межени рек снегового питания можно считать практически постоянной величину $Q_{пр}(t)$, т. е. $Q_{пр}(t)=$ $=\text{const}$. В этом случае условие (8.5) будет справедливо

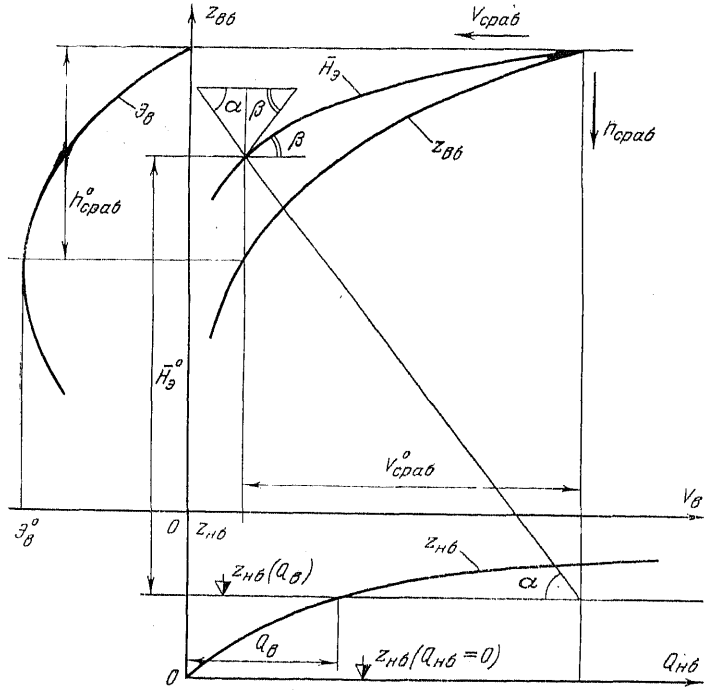


Рис. 8.1. Расчет оптимальной глубины сработки водохранилища при $Q_{пр}(t)=0$.

только для водохранилища, где $h_{сраб}=kV_{сраб}$, т. е. $F_в=$ $=\text{const}$. Следовательно (8.14) можно переписать так:

$$\operatorname{tg}\alpha=\frac{\bar{H}_э}{W_{гэс.к}}=-\frac{d\bar{H}_э}{dW_{гэс.к}}=-\operatorname{tg}\beta, \qquad (8.16)$$

где

$$W_{гэс.к}=V_{сраб.к}(h_{сраб.к})+W_{пр.к}(T); \qquad (8.17)$$

$$Q_{гэс.к}=Q_{нбк}=Q_{вк}+Q_{пр}. \qquad (8.18)$$

На рис. 8.2 показана реализации условия (8.14) и (8.16). С учетом вогнутости зависимости $\bar{H}_э=\bar{H}_э(h_{сраб})$

можно утверждать, что $h^{o}_{\text{сраб}}(Э_{\text{в}}) > h^{o}_{\text{сраб}}(Э_{\text{гэс}})$. К аналогичному выводу можно прийти и на основе следующих соображений.

При условии равномерной сработки водохранилища и $Q_{\text{пр}}(t) = \text{const}$ энергетические ресурсы, аккумулируемые в водохранилище и подводимые к ГЭС, можно рассчитать по формуле

$$Э^{\text{под}}_{\text{гэс}} = 0{,}00272\,(Q_{\text{в}} + Q_{\text{пр}})\,T\bar{H}_{\text{э}} =$$

$$= 0{,}00272\bar{H}_{\text{э}}\,(V_{\text{сраб}} + W_{\text{пр}}) = Э_{\text{в}}\,(h_{\text{сраб.к}}) + Э_{\text{пр}}\,(h_{\text{сраб.к}}), \quad (8.19)$$

где

$$Э_{\text{в}}\,(h_{\text{сраб.к}}) = 0{,}00272 V_{\text{сраб.к}}\bar{H}_{\text{э}}; \quad (8.20)$$

$$Э_{\text{пр}}\,(h_{\text{сраб.к}}) = 0{,}00272 W_{\text{пр.к}}\bar{H}_{\text{э}}. \quad (8.21)$$

Зависимость $Э_{\text{в}}(h_{\text{сраб}})$ приведена на рис. 8.1. Она может иметь экстремум-максимум при некотором значении $h^{o}_{\text{сраб}}$. При $h_{\text{сраб}}=0$ $Э_{\text{в}}=0$.

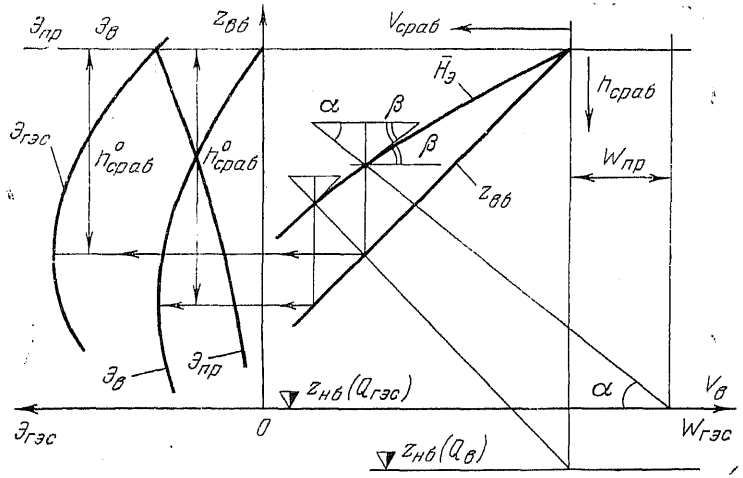


Рис. 8.2. Расчет оптимальной глубины сработки водохранилища при $Q_{\text{пр}}(t) = \text{const}$ и $h_{\text{сраб}} = kV_{\text{сраб}}$.

Другой вид имеет $Э_{\text{пр}}(h_{\text{сраб.к}})$. Максимум $Э_{\text{пр}}$ будет соответствовать работе при $z_{\text{вб}}=$НПУ$=\text{const}$. Любая сработка водохранилища ведет к уменьшению $Э_{\text{пр}}$ за счет потерь напора в верхнем и нижнем бьефах. Вследствие этого очевидна нецелесообразность глубокой сра-

ботки водохранилища. В точке экстремума $\mathcal{Э}^{под}_{гэс}(h_{сраб})$ выполняется условие

$$\frac{d\mathcal{Э}_в}{dh_{сраб}} = -\frac{d\mathcal{Э}_{пр}}{dh_{сраб}}, \qquad (8.22)$$

т. е. увеличение выработки только за счет водохранилища ($d\mathcal{Э}_в$) компенсируется увеличением потерь на транзитном стоке.

Если учесть, что $Q_{пр}(t) \neq \text{const}$, а также нелинейность объемной характеристики водохранилища, то максимум $\mathcal{Э}^{под}_{гэс}$ уже не будет соответствовать равномерной сработке водохранилища.

При $\Delta z_{нб}(Q_{нб}) \to 0$ теоретически самый оптимальный режим сработки будет соответствовать линии *2* на рис. 8.3; условия $Q_{пр}(t) \neq \text{const}$ или $h_{сраб} = kV^2_{сраб}$ приведут к необходимости поддержания режима *3*. Этот режим будет занимать промежуточное положение между режимом *2* и *1*, соответствующее условию $Q_{пр}(t) = 0$. В каскаде, так же как и для одиночной ГЭС, можно получить для каждой l-й станции условия вида (8.14) или (8.16):

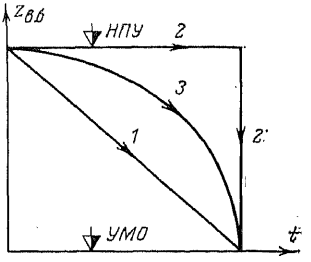


Рис. 8.3. Теоретические кривые оптимального режима сработки водохранилища.

$$\frac{\overline{H}_{эl}}{V_{сраб\,l}} = -\frac{d\overline{H}_{эl}}{dV_{сраб\,l}}; \qquad (8.23)$$

$$\frac{\overline{H}_{эl}}{W_{гэс\,l}} = -\frac{dH_{эl}}{dW_{гэс\,l}}. \qquad (8.24)$$

Здесь

$$\overline{H}_{эl} = H^{под}_{каск\,l} - \alpha h_{сраб\,l} - \Delta z_{нб\,k}, \qquad (8.25)$$

где $\Delta z_{нбk}$ — уровень нижнего бьефа последней k-й ступени каскада при работе только l-й ГЭС; $\alpha = 1/2 \div 1/3$;

$$H^{под}_{каск\,l} = \sum_{l=1}^{k} H^{под}_{l}. \qquad (8.26)$$

Если все водохранилища в каскаде имеют примерно одинаковые параметры, то на основании (8.23) или

(8.24) можно утверждать, что наибольшая глубина сработки должна соответствовать самой верхней ГЭС. Самая малая $h^{o}_{\text{сраб}}$ будет в последней k-й ГЭС каскада. С учетом периода наполнения при $Q_{\text{х.сбр}}=0$ подведенный сток к ГЭС тождественно равен $W_{\text{пр}}(T)$, т. е.

$$W^{\text{под}}_{\text{гэс}}(T)=W_{\text{пр}}(T) \text{ при } W_{\text{х.сбр}}(T)=0. \qquad (8.27)$$

С точки зрения получения максимальной энергетической отдачи от ГЭС это означает необходимость работы при $z_{\text{вб}}(t)$=НПУ=const, что обеспечит минимум потерь подведенной энергии. Сработка водохранилища потребуется лишь для ликвидации $W_{\text{х.сбр}}$ из-за ограниченной пропускной способности ГЭС, а также по требованиям энергетической и водохозяйственной систем.

Если не учитывать конкретные условия из-за их чрезвычайного многообразия по форме влияния на режимы каскада, то энергетически наиболее рационально вести сработку водохранилищ в каскаде, начиная с верхних ступеней. При этом сток верхних ГЭС пропускается через нижние ступени при наиболее высоком H, т. е. с минимумом потерь. Наполнение следует вести, начиная с нижней ГЭС, тогда сток верхних ступеней будет максимально использоваться для выработки энергии на каскаде.

8.3. РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ГЭС ПРИ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОДОХРАНИЛИЩА

Рассмотрим в общем виде задачу расчета режима сработки-наполнения водохранилища $V_{\text{сраб}}(t)$ за период $T=t_{\text{к}}-t_0$ при известном начальном его состоянии, т. е. $z_{\text{вб0}}=z_{\text{вб0}}(V_{\text{сраб0}})$, и при заданной отдаче ГЭС по активной мощности $N_{\text{гэс}}(t)$. Будем считать известными все энергетические характеристики ГЭС и бьефов гидроузла. Для определенности примем, что рассматриваемая ГЭС — русловая с одинаковыми агрегатами. Тогда

$$N_{\text{гэс}}(t)=9{,}81\sum_{i=0}^{z^{o}}\eta_{ai}(t)\,Q_{ai}(t)\,H_{ai}(t), \qquad (8.28)$$

где

$$\sum_{i=0}^{z^0} Q_{ai} = Q_{гэс}(t) \approx Q_{в}(t) + Q_{пр}(t) = Q_{нб}(t); \qquad (8.29)$$

$$H_{ai}(t) \approx z_{вб}(t) - z_{нб}(t) = H_{гэс}(t); \qquad (8.30)$$

$$Q_{в}(t) = \frac{dV_{сраб}(t)}{dt} = \frac{dV_{сраб}(z_{вб}(t))}{dt} = \dot{V}_{сраб}(t); \qquad (8.31)$$

$$z_{нб}(t) = z_{нб}(Q_{нб}(t)); \; z_{вб}(t) = z_{вб}(V_{сраб}(t)); \qquad (8.32)$$

т. е.

$$N_{гэс} = N_{гэс}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, z^0, Q_{пр}, t) \qquad (8.33)$$

и расчет режима водохранилища при известном графике становится весьма трудной задачей в связи со сложностью взаимосвязей основных переменных в (8.33).

Действительно, (8.33) представляет собой нелинейное дифференциальное уравнение 1-го порядка по отношению к $V_{сраб}$. Величина $V_{сраб}$ является неявной нелинейной функцией $N_{гэс}$ и в общем виде найти искомую зависимость $V_{сраб}(t)$ невозможно. Исключением может быть применение АВМ [48], которые с учетом неточности исходных данных могут использоваться для решения поставленной задачи в самом общем виде.

Для численного решения задачи примем постоянным число включенных агрегатов. Тогда

$$N_{гэс}(t) = 9{,}81 \eta_{гэс}(t) Q_{гэс}(t) H_{гэс}(t), \qquad (8.34)$$

где

$$Q_{гэс}(t) = zQ_{a}(t) = zQ_{a}\left(\frac{N_{гэс}(t)}{z}\right); \qquad (8.35)$$

$$\eta_{гэс}(t) = \eta_{a}(Q_{a}(t), H_{a}(t)). \qquad (8.36)$$

С учетом (8.29)—(8.32) выразим $Q_{в}(t)$ через $Q_{гэс}(t)$ и $Q_{пр}(t)$:

$$Q_{в}(t) = \frac{dV_{сраб}(t)}{dt} = \frac{N_{гэс}(t)}{9{,}81 \eta_{гэс} H_{гэс}(t)} - Q_{пр}(t) \qquad (8.37)$$

или

$$T = \int_{t_0}^{t_к} dt = \int_{V_{сраб.0}}^{V_{сраб.к}} \frac{dV_{сраб}}{\frac{N_{гэс}(t)}{9{,}81 \eta_{гэс}(t) H_{гэс}(t)} - Q_{пр}(t)}. \qquad (8.38)$$

Для решения (8.38) в аналитическом виде сделаем дополнительные допущения. Разобьем весь период $T = t_к - t_0$ на ряд неравных интервалов $\Delta t_i (i = 1, 2, \ldots, k)$,

в пределах которых можно считать практически постоянными значения $N_{\text{гэс}}$, $Q_{\text{пр}}$ и $\eta_{\text{гэс}}$, т. е. вместо (8.38) получим:

$$\Delta t_i = \int_{V_{\text{сраб}\,0}}^{V_{\text{сраб.к}}} \frac{dV_{\text{сраб}\,i}}{\dfrac{N_{\text{гэс}\,i}}{k_{N_i} H_{\text{гэс}}(V_{\text{сраб}\,i})} - Q_{\text{пр}\,i}}. \qquad (8.39)$$

Для решения этого уравнения введем еще два допущения. Примем сработку водохранилища равномерной в течение Δt_i:

$$Q_{\text{гэс}} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{пр}i} = \text{const}, \qquad (8.40)$$

где

$$Q_{\text{в}i} = \frac{V_{\text{сраб}\,i\text{к}} - V_{\text{сраб}\,i\text{о}}}{\Delta t_i}. \qquad (8.41)$$

Кроме того, в качестве $H_{\text{гэс}}(V_{\text{сраб}})$ подставим среднеэнергетический напор, определяемый по (8.10) или (8.11) для линейного или параболического характера зависимости $h_{\text{сраб}}$ от $V_{\text{сраб}}$.

Поскольку при равномерной сработке водохранилища показатели его режима за Δt_i зависят только от $V_{\text{сраб}i\text{к}}$ при известной $V_{\text{сраб}i\text{о}}$, то (8.39) можно переписать в следующем виде:

$$\Delta t_i = \int_{V_{\text{сраб}\,i\text{о}}}^{V_{\text{сраб}\,i\text{к}}} \frac{dV_{\text{сраб}\,i}}{\dfrac{N_{\text{гэс}\,i}}{9{,}81\eta_{\text{гэс}}\bar{H}_{\text{гэс}}(V_{\text{сраб}\,i})} - Q_{\text{пр}\,i}} =$$

$$= \int_{V_{\text{сраб}\,i\text{о}}}^{V_{\text{сраб}\,i\text{к}}} \frac{dV_{\text{сраб}\,i}}{Q_{\text{гэс}}(\Delta t_i,\ V_{\text{сраб}\,i},\ N_{\text{гэс}\,i}) - Q_{\text{пр}\,i}} =$$

$$= \int_{V_{\text{сраб}\,i\text{о}}}^{V_{\text{сраб}\,i\text{к}}} F(V_{\text{сраб}\,i\text{к}})\, dV_{\text{сраб}\,i}, \qquad (8.42)$$

где

$$F(V_{\text{сраб}\,i\text{к}}) = \frac{1}{Q_{\text{гэс}}(\Delta t_i,\ V_{\text{сраб}\,i\text{к}},\ N_{\text{гэс}\,i}) - Q_{\text{пр}\,i}} =$$

$$= \frac{1}{Q_{\text{в}}(\Delta t_i,\ V_{\text{сраб}\,i\text{к}},\ N_{\text{гэс}\,i},\ Q_{\text{пр}\,i})}. \qquad (8.43)$$

Для определения интеграла в (8.42) необходимо иметь зависимости $Q_{\text{в}}(\Delta t_i,\ V_{\text{сраб}i\text{к}},\ N_{\text{гэс}},\ Q_{\text{пр}i})$ или $Q_{\text{в}}(\Delta t_i,$

$z_{вбi}$, $N_{гэсi}$, $Q_{прi}$), которые можно представить в виде $Q_в(V_{сраб\,iк})$ или $Q_в(z_{вб})$ при Δt_i=const и $N_{гэсi}$=const, $Q_{пр}$= =const.

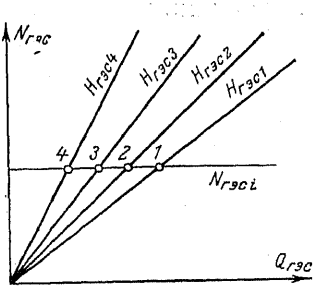


Рис. 8.4. Вспомогательные зависимости для расчета режима водохранилища.

Получим эти зависимости следующим образом (процесс поиска решения будет пояснятся в графоаналитическом виде). Построим вспомогательный график $N_{гэсi}=N_{гэсi}(Q_{гэс})=$ $=k_N Q_{гэс} H_{гэсi}$ при условии, что $H_{гэсi}$=const (рис. 8.4). В координатах $z_{вб}$—$Q_{гэс}$ при $Q_{гэс}\equiv$ $\equiv Q_{нб}$ проведем изолинии постоянных напоров $H_{гэсi}=$ =const.

Это означает, что следует провести кривые, эквидистантные $z_{нб}(Q_{нб})$ при разных значениях H (рис. 8.5). На рис. 8.4 проведем линию, соответствующую $N_{гэсi}=$ =const, и полученные координаты точек пересечения ее

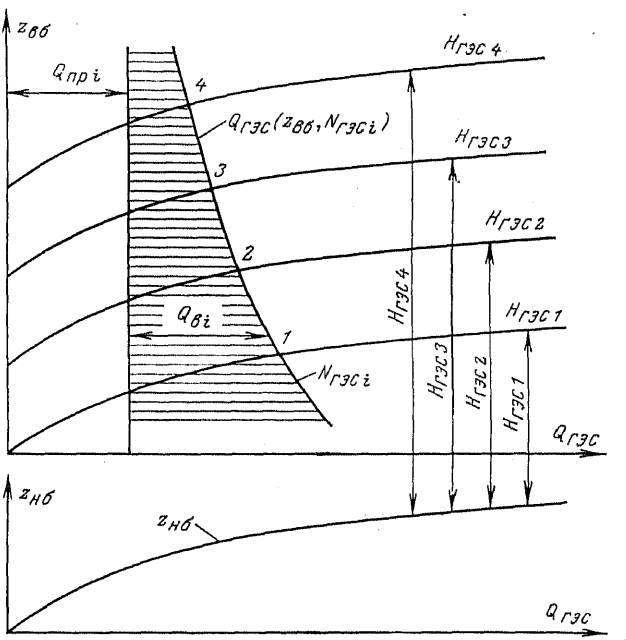


Рис. 8.5. Общий вид основного поля планшетки Мастицкого.

с изолиниями $H_{гэсi}$=const перенесем на рис. 8.5 (точки *1*, *2*, *3* и *4* на рис. 8.4 и 8.5). Соединив точки *1*, *2*, *3* и *4* на рис. 8.5 непрерывной кривой, получим зависимость $Q_{гэс}(z_{вб}, N_{гэсi})$ или $N_{гэсi}$=const в координатах ($z_{вб}$—$Q_{гэс}$). Проведем на том же рисунке прямую линию, соответствующую $Q_{прi}$=const, тогда разность ординат кривой $Q_{гэс}(z_{вб}, N_{гэсi})$ и линий $Q_{прi}$=const определит зависимость $Q_{в}=Q_{в}(z_{вб}, N_{гэсi}, Q_{прi})$. Нанесем полученную кри-

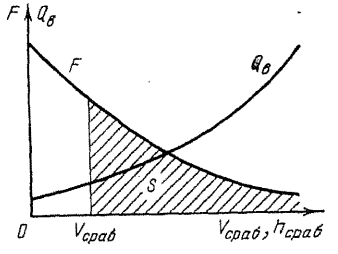


Рис. 8.6. Вспомогательные зависимости $Q_{в}(V_{сраб})$ и $F(V_{сраб})$.

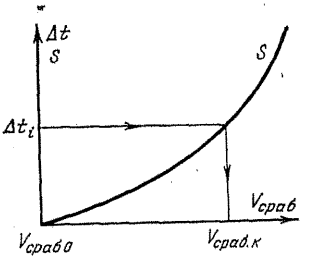


Рис. 8.7. Расчет величины сработки водохранилища в *i*-м интервале.

вую на рис. 8.6 и вычислим на основе (8.43) обратную ей функцию $F=F(V_{сраб})=F(z_{вб}, N_{гэсi}, Q_{прi})$.

Для заданного значения $V_{сраб0}$ на рис. 8.6 определим площадь фигуры S для произвольных значений $V_{сраб.к}$, т. е. построим зависимость $S=S(V_{сраб.к})$ (рис. 8.7). Размерность S соответствует Δt_i. Это означает, что искомое значение $V_{сраб.к}$ можно найти, проведя на рис. 8.7 горизонтальную линию Δt_i=const до пересечения с зависимостью $S=S(V_{сраб})$.

Точно таким же образом можно решить задачу для всех интервалов периода времени T и найти общее решение задачи.

Для этого следует на рис. 8.5 построить изолинии всех возможных значений $N_{гэсi}$=const(i=1, 2, ..., k). Полученная серия кривых $N_{гэсi}$=const в координатах ($z_{вб}$—$Q_{гэс}$) носит название планшетки Мастицкого. Она может быть использована для графоаналитического решения поставленной задачи для Δt_i с $N_{гэсi}$=const, $Q_{пр}$=const и k_{N_i} = const.

Использование этой планшетки в практических расчетах в современных условиях вряд ли целесообразно. Однако она может помочь сравнительно легко предста-

вить физическую сущность получаемого решения, проанализировать характер вспомогательных зависимостей, используемых в расчете, и облегчить понимание результатов получаемого решения.

Действительно, интеграл в правой части (8.42) можно вычислить с достаточной для практических целей точностью следующим образом:

$$\Delta t_i = \int_{V_{\text{сраб } i0}}^{V_{\text{сраб } i\text{к}}} \frac{dV_{\text{сраб}}}{Q_{\text{гэс } i}(V_{\text{сраб.к}},\ N_{\text{гэс } i}) - Q_{\text{пр } i}} = \frac{V_{\text{сраб } i\text{к}} - V_{\text{сраб } i0}}{\overline{Q}_{\text{гэс}}(V_{\text{сраб.к}},\ N_{\text{гэс } i}) - Q_{\text{пр } i}}, \tag{8.44}$$

где

$$\overline{Q}_{\text{гэс } i}(V_{\text{сраб.к}},\ N_{\text{гэс } i}) = \overline{Q}_{\text{гэс } i}(z_{\text{вб } i\text{к}},\ N_{\text{гэс } i}) = 0{,}5\,[Q_{\text{гэс } i0}(V_{\text{сраб } i0},\ N_{\text{гэс } i}) + Q_{\text{гэс } i\text{к}}(V_{\text{сраб } i\text{к}},\ N_{\text{гэс } i})] = \text{const}. \tag{8.45}$$

Подставляя (8.45) в (8.44), получаем, что искомое значение $V_{\text{сраб}i\text{к}}$ должно обеспечить решение следующего неявного алгебраического уравнения с двумя неизвестными: $Q_{\text{гэс}i\text{к}}$ и $V_{\text{сраб}i\text{к}}$:

$$0{,}5\,[Q_{\text{гэс } i0}(V_{\text{сраб } i0},\ N_{\text{гэс } i}) + Q_{\text{гэс } i\text{к}}(V_{\text{сраб } i\text{к}},\ N_{\text{гэс } i})] = Q_{\text{пр } i} + \frac{V_{\text{сраб } i\text{к}} - V_{\text{сраб } i0}}{\Delta t_i} = Q_{\text{в}i} + Q_{\text{пр } i}. \tag{8.46}$$

Уравнение (8.46) представляет обычное уравнение баланса расходов, оно может быть реализовано как графоаналитическим путем, так и численными методами. По первому способу все расчеты ведутся по планшетке Мастицкого. Предварительно строится зависимость $Q_{\text{гэс}i}(z_{\text{вб}}, N_{\text{гэс}i})$, соответствующая левой части (8.46) (рис. 8.8). Затем к $Q_{\text{пр}i}$ добавляется участок расходной характеристики водохранилища, соответствующей $V_{\text{сраб}} > V_{\text{сраб}i0}$. Пересечение кривых $\overline{Q}_{\text{гэс}}(z_{\text{вб}}, N_{\text{гэс}i})$ и $Q_{\text{в}}(V_{\text{сраб}})$ в точке a и обеспечит получение искомой величины $h_{\text{сраб}i\text{к}}$ или $z_{\text{вб}i\text{к}}$ (рис. 8.9,*а*).

Для наполнения

$$Q_{\text{гэс}}(V_{\text{сраб}},\ N_{\text{гэс}}) = Q_{\text{пр}i} - Q_{\text{в}}(V_{\text{сраб}}). \tag{8.47}$$

Реализация (8.47) показана на рис. 8.9,*б*.

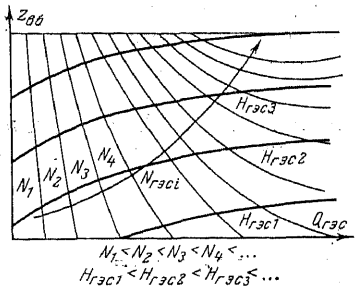


Рис. 8.8. Общий вид зависимостей $Q_{гэс}(V_{сраб}, N_{гэс})$.

Погрешность воспроизведения (8.46) и (8.47) тем меньше, чем ближе к линейному виду кривая $Q_{гэс}(z_{вб}, N_{гэс})$. Допущение о справедливости (8.45), как правило, выполняется для средне- и высоконапорных ГЭС. Для низконапорных ГЭС длительного регулирования зависимости $Q_{гэс}(z_{вб}, N_{гэс})$ или $N_{гэсi}=\text{const}$ могут значительно отличаться от прямолинейных. Вполне реально даже возникновение ситуации, когда для известной отметки $z_{вбj}$ невозможно в рассматриваемом створе ГЭС получение заданной мощности $N_{гэсj}$.

На планшетке Мастицкого можно решать многочисленные водноэнергетические задачи, например учет ограничений по пропускной способности ГЭС, переменного к. п. д. и числа включенных агрегатов, в том числе и с разными характеристиками, задачи расчета режима водохранилища и ГЭС при известных графиках $Q_{в}(t)$,

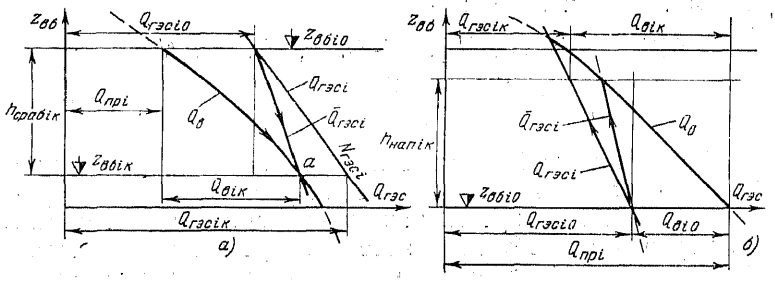


Рис. 8.9. Расчет сработки-наполнения водохранилища по планшетке Мастицкого.

$Q_{гэс}(t)$, $z_{вб}(t)$ и т. д. Наконец, можно находить предельно возможные мощности для заданных $V_{срабiо}$, $Q_{прi}$ и k_N.

Учет холостых сбросов также возможен на планшетке Мастицкого. Однако для этого необходимо ее полное перестроение с учетом того, что отметка $z_{нб}$ и $H_{гэс}$ будут определяться не $Q_{гэс}$, а $Q_{нб}$, равным сумме $Q_{гэс}$ и $Q_{х.сбр}$.

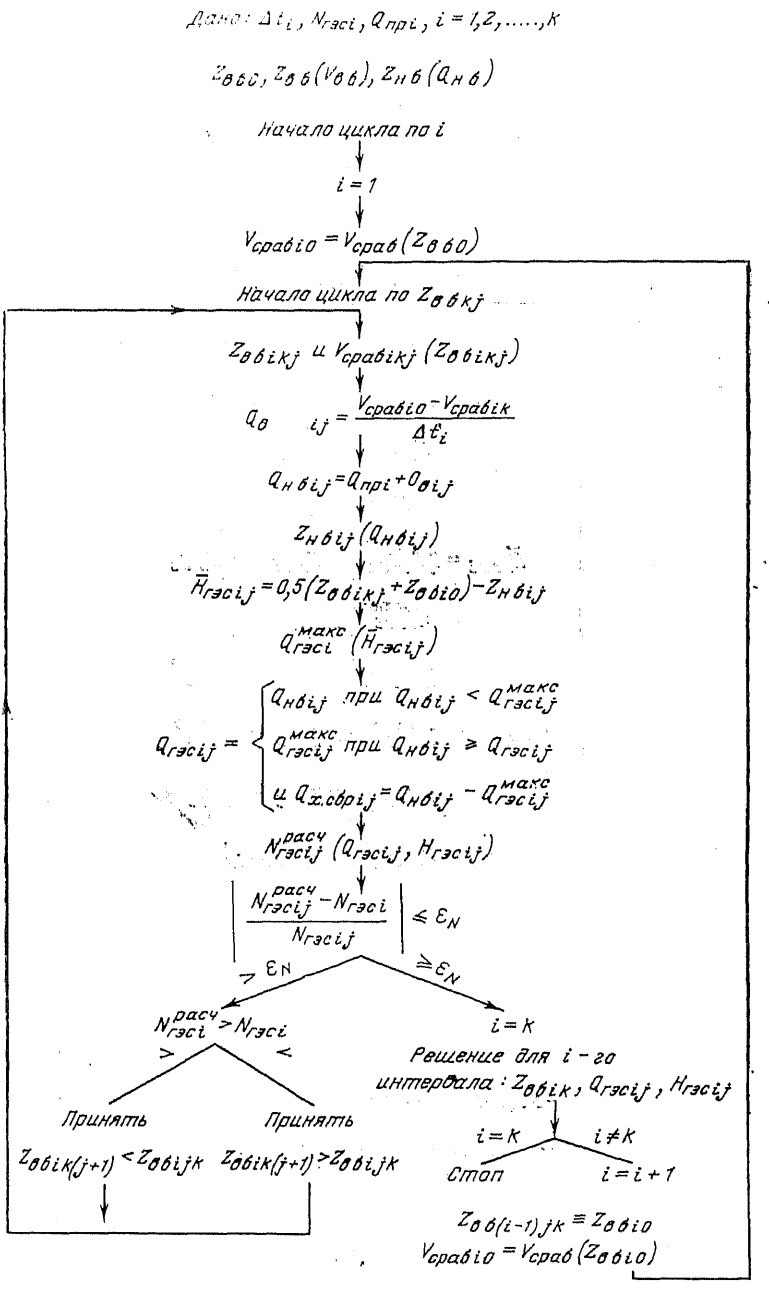


Рис. 8.10. Алгоритм расчета режима сработки-наполнения водохранилища русловой ГЭС при заданном графике $N_{гэс}(t)$.

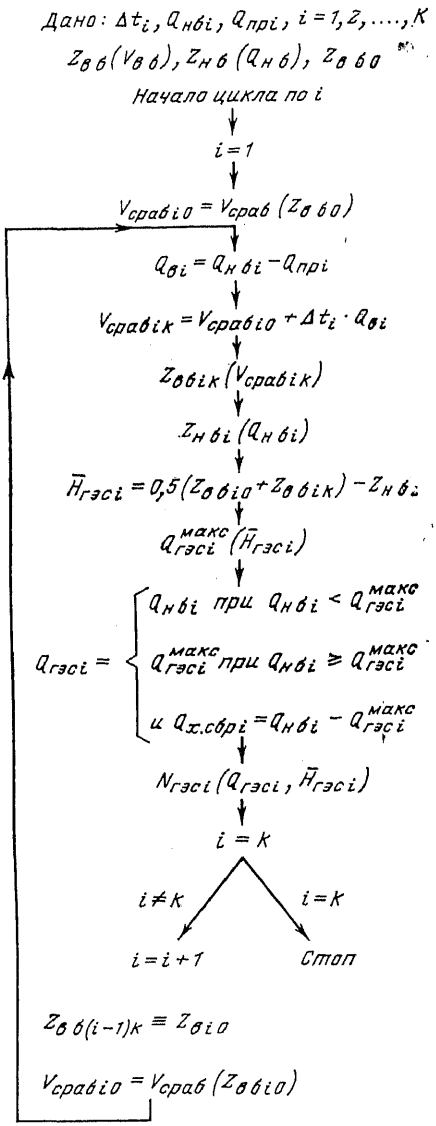


Рис. 8.11. Алгоритм расчета режима сработки-наполнения водохранилища русловой ГЭС при заданном графике отдачи по $Q_{нб}(t)$.

Массовые расчеты режимов ГЭС с водохранилищем целесообразнее проводить численными методами, основанными на реализации (8.46) или (8.47), даже с учетом $Q_{\text{х.сбр}}$.

Поскольку численные и графоаналитические методы базируются на использовании одних и тех же уравнений, то они имеют и одинаковую методическую погрешность, в том числе и пригодность используемых ими уравнений только для линейных участков кривых $Q_{\text{гэс}}=Q_{\text{гэс}}(z_{\text{вб}}, N_{\text{гэс}})$ или $N_{\text{гэс}i}=\text{const}$.

Алгоритм расчета режима $z_{\text{вб}}(t)$ при заданном графике $N_{\text{гэс}}(t)$ показан на рис. 8.10. Для этого весь период $T=t_{\text{к}}-t_0$ разбивается на ряд интервалов Δt_i ($i=1, 2, \ldots, k$), где k_{Ni}, $Q_{\text{пр}i}$ и $N_{\text{гэс}i}$ считаются постоянными. Решение для каждого интервала Δt_i находится итерационным путем с точностью ε_N, т. е.

$$\left|\frac{N^{\text{зад}}_{\text{гэс}\,i}-N^{\text{расч}}_{\text{гэс}\,i}}{N^{\text{зад}}_{\text{гэс}\,i}}\right|\leqslant\varepsilon_N. \qquad (8.48$$

Значительно проще расчеты ГЭС с водохранилищем при известных режимах отдачи по $Q_{\text{в}}(t)$, $Q_{\text{нб}}(t)$, $z_{\text{вб}}(t)$, $V_{\text{сраб}}(t)$, они основаны на реализации (8.46) или (8.47), в которых только одно неизвестное: либо $Q_{\text{гэс}i\text{к}}$, либо $V_{\text{сраб}i\text{к}}$. Вследствие этого они осуществляются в большинстве случаев без итерационного процесса на основе использования тех же операторов, которые показаны на рис. 8.10. В качестве примера на рис. 8.11 показан алгоритм расчета режима сработки-наполнения водохранилища русловой ГЭС при заданном графике отдачи по $Q_{\text{нб}}(t)$.

Наличие каскада не изменит последовательность расчетов для каждой l-й ГЭС, однако взаимовлияние режимов ГЭС в каскаде потребует иногда привлечения итерационной процедуры. Так, при заданном графике отдачи каждой ГЭС по мощности $N_{\text{гэс}l}(t)$ расчет следует вести с верхней ступени каскада.

При разомкнутой схеме решение будет найдено без итерационного процесса. Для сомкнутого каскада потребуется несколько итераций из-за взаимовлияния режимов ГЭС друг на друга.

Если заданы режимы $Q_{\text{в}}(t)$, $z_{\text{вб}l}(t)$, $V_{\text{сраб}l}(t)$, то расчет следует вести сверху вниз по каскаду. Для заданных графиков $Q_{\text{нб}l}(t)$ расчет надо начинать с нижней ГЭС каскада.

Дополнительные трудности вычислительного характера внесет и учет времени добегания между створами.

Отметим, что для получения корректного результата при проведении водноэнергетических расчетов с осредненными за Δt_i показателями необходимо пользоваться и соответствующими среднеинтервальными характеристиками ГЭС (см. гл. 13). То же самое следует учитывать и при использовании соответствующих моделей верхнего и нижнего бьефа ГЭС для различных по длительности расчетных интервалов.

Например, в краткосрочных расчетах необходимо учитывать явление неустановившегося режима в бьефах ГЭС, что не позволяет пользоваться кривыми $z_{вб}(V_{вб})$ и $z_{нб}(Q_{нб})$, построенными для условий установившегося режима.

При проведении расчетов для других типов ГЭС следует учитывать особенности баланса напоров этих гидростанций. Так, для приплотинных ГЭС надо учесть в $\overline{H}_э$ потери $\Delta H_{вод}$, а для деривационных еще и $\Delta H_{дер}$ (см. гл. 3 и 7).

Расчеты режимов водохранилищ ГАЭС несовмещенного вида в турбинном режиме отличаются от рассмотренных на рис. 8.10 и 8.11 только способом определения $\bar{H}_i$, который можно рассчитать по следующей приближенной зависимости:

$$\bar{H}_{гаэс\,i} \cong 0{,}5\,[(z_{вб\,i0}+z_{вб\,iк})-(z_{нб\,i0}+z_{нб\,iк})], \qquad (8.49)$$

где

$$z_{нб\,iк}=z_{нб\,iк}(V_{нб\,iк}); \qquad (8.50)$$

$$V_{нб\,iк}=V_{нб\,i0}+\Delta t_i Q_{гаэс\,i}; \qquad (8.51)$$

$$Q_{гаэс\,i}=\frac{1}{\Delta t_i}(V_{вб\,i0}-V_{вб\,iк}). \qquad (8.52)$$

Для насосного режима вместо (8.50)—(8.52)

$$Q_{гаэс}=\frac{1}{\Delta t_i}(V_{нб\,i0}-V_{нб\,iк}); \qquad (8.53)$$

$$V_{вб\,iк}=V_{вб\,i0}+\Delta t_i Q_{гаэс\,i}; \qquad (8.54)$$

$$z_{вб\,iк}=z_{вб\,iк}(V_{вб\,iк}). \qquad (8.55)$$

Некоторые изменения внесет в организацию водноэнергетических расчетов учет особенностей ПЭС, где уровень воды в море изменяется независимо от режима станции по мареограмме $z_м(t)$ (см. гл. 1).

Для прямого турбинного режима и заданном графике $N_{\text{пэс}}(t)$ уровень воды в бассейне рассчитывается как и для русловой ГЭС (рис. 8.10).

Напор на ПЭС за Δt_i тогда рассчитывается по приближенной формуле

$$\bar{H}_{\text{пэс}}=0{,}5\left[\left(z_{\text{вб}i0}+z_{\text{вб}i\text{к}}\right)-\left(z_{\text{м}i0}+z_{\text{м}i\text{к}}\right)\right], \qquad (8.56)$$

где $z_{\text{м}i0}$ и $z_{\text{м}i\text{к}}$ — уровни воды в море, взятые на начало и конец рассматриваемого интервала.

Для обратного турбинного режима ПЭС в качестве верхнего бьефа следует использовать уровни воды в море, а нижнего — уровни воды в бассейне.

Глава девятая

НЕУСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ВОДЫ В БЬЕФАХ ГЭС

9.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В гидравлике различают два основных вида движения жидкости: установившееся и неустановившееся. Применительно к гидроэнергетике это прежде всего движение воды в открытых руслах (реки, каналы). В этом случае установившимся движением воды называют такое, при котором параметры режима и течения (глубина, площадь живого сечения, скорость и гидравлический уклон) в рассматриваемом створе русла не изменяются во времени. Такое движение воды, очевидно, возможно лишь в том случае, если расход водотока постоянен.

Установившееся движение может быть равномерным и неравномерным. Равномерное движение соответствует случаю, когда на рассматриваемом участке русла параметры режима сохраняют постоянные значения по всей его длине. Это наиболее простой вид движения, который возможен, однако, лишь в случае призматического русла, т. е. когда форма и размеры живого сечения русла (при сохранении постоянства уклона дна) не изменяются по его длине.

Если параметры потока по длине русла изменяются, то движение неравномерное. Типичным примером такого вида движения является движение воды в верхнем бьефе ГЭС, где перед плотиной в зависимости

от режима работы водохранилища образуются кривые подпора или спада.

Неустановившимся движением воды в открытом русле называется движение, при котором параметры потока в любом створе изменяются во времени, а в каждый момент его переменны и по длине русла. Неустановившееся движение является наиболее общей и часто встречающейся формой движения воды. Работа ГЭС при проведении ею суточного регулирования (см. § 10.4) создает пример такого движения как в бьефах, так и в деривационных каналах. В этом случае ГЭС представляет собой источник возмущения переменного во времени режима, который особенно резко отмечается в нижнем бьефе и нередко на достаточно большой его длине. Образующиеся в этом случае волны и составляют характерную особенность неустановившегося движения в открытом русле.

При осуществлении ГЭС суточного регулирования, как и в большинстве случаев неустановившегося движения в открытых руслах, мгновенный профиль таких волн обладает весьма малой кривизной, вследствие чего параметры потока (расход, уровни, скорости течения и т. п.) изменяются сравнительно медленно как во времени, так и по длине. Это так называемые непрерывные волны, характеризующиеся тем, что их длина весьма значительно (обычно на несколько порядков) превосходит подъем уровня воды, который сам по себе может существенно превышать первоначальную глубину потока. Использование этого свойства непрерывных волн, как будет видно далее, позволяет в ряде случаев упростить весьма сложные строгие методы расчета неустановившегося движения воды в открытых руслах.

В отличие от подобных волн прерывные волны характеризуются крутым, иногда почти вертикальным фронтом. Такие волны могут возникнуть, например, при внезапном прорыве плотины гидроузла. В этом случае они вызывают по мере своего движения весьма резкие (обычно катастрофические) изменения уровней и прочих параметров движения воды.

Если возникшая волна распространяется вниз по течению, то она называется прямой, в противном случае — обратной. Если волна характеризуется повышением уровня (расхода), то ее принято называть положительной, при понижении уровня (расхода) — от-

рицательной. Как в первом, так и во втором случае волна может быть прямой и обратной.

Волну, которая возникает в начальном створе в результате последовательного увеличения, а затем уменьшения расхода (уровня), принято называть волной попуска. Ряд последовательно расположенных друг за другом волн попуска образуют сложную волну. Такие волны создаются, например, в нижнем бьефе ГЭС, осуществляющей суточное регулирование.

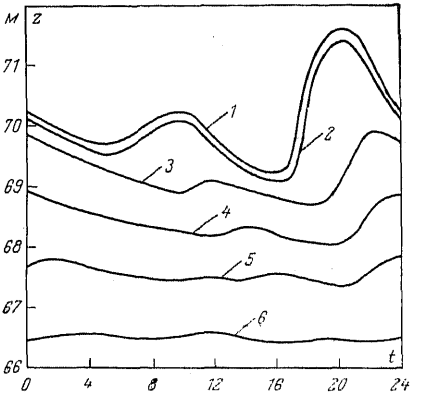


Рис. 9.1. Деформации сложной волны при ее движении по нижнему бьефу.
1 — створ ГЭС; *2* — 6 км от ГЭС; *3* — 18 км от ГЭС; *4* — 30 км от ГЭС; *5* — 42 км от ГЭС; *6* — 55 км от ГЭС.

Из курса гидравлики известно, что скорость движения волны возрастает с увеличением ее высоты. Поэтому следует ожидать, что максимальная скорость волны будет на ее гребне, т. е. в наивысшей точке профиля волны над дном водотока. В результате этого будет наблюдаться так называемое перекашивание волны, при котором лобовая (фронтальная) ее часть будет укорачиваться и приобретать больший уклон свободной поверхности по сравнению с тыльной. Но так как при возрастании уклона скорость течения будет также увеличиваться, то последняя будет выше на лобовой части, чем на тыльной, следовательно, будет наблюдаться увеличение длины волны и понижение ее высоты по мере удаления ее от начального створа (рис. 9.1). Это в свою очередь повлечет за собой уменьшение переносимого волной расхода. Описанное явление носит название распластывания, или затухания волны.

Очевидно, что явления распластывания и перекашивания наиболее резко будут проявляться на тех участках

рек, которые свободны от боковой приточности и имеют более или менее неизменные гидравлические характеристики.

9.2. НЕУСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ВОДЫ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ ГЭС

В современных условиях режим гидроэлектростанций в суточном разрезе отличается крайней неравномерностью. Переменная нагрузка ГЭС влечет за собой соответствующие переменные расходы в ее нижнем бьефе, а следовательно, и появление описанного выше неустановившегося движения воды.

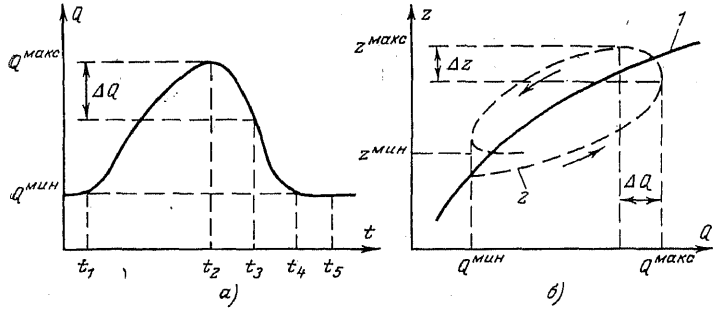


Рис. 9.2. График изменения расходов и уровней при неустановившемся движении.

а — волна попуска $Q=Q(t)$; *б* — график $z=z(Q)$; *1* — при установившемся движении; *2* — при неустановившемся движении.

Для каждого рассматриваемого створа нижнего бьефа ГЭС, как и открытых русл вообще, основной гидрологической характеристикой движения воды в нем является кривая связи $z=z(Q)$. Эта функция в пределах точности измерений для рассматриваемого интервала времени будет всегда однозначной. При неустановившемся движении однозначность ее теряется. Это легко представить, если принять во внимание следующие соображения.

Пусть в начальном створе появилась волна попуска, соответствующая гидрографу $Q=Q(t)$ (рис. 9.2,*а*). Тогда в промежутке времени от t_1 до t_2 это должно привести согласно сказанному выше к возрастанию поверхностного уклона и увеличению скорости течения, что в свою очередь уменьшит значение глубины против той,

которая должна была бы быть при этом же расходе, но при установившемся движении. Следовательно, при подъеме ветви гидрографа (при увеличении расхода) соответствующий подъем ветви уровней (отметок поверхности воды) будет располагаться ниже кривой связи для установившегося движения.

В момент времени t_2, т. е. когда через данный створ проходит максимум расхода, уклон поверхности был бы для этой же величины расхода в состоянии установившегося движения. Следовательно, глубина потока, а вместе с ней и отметка уровня его будет меньше на некоторую величину Δz (рис. 9.2,*б*) той отметки, которая наблюдалась бы в условиях установившегося движения. Отметки уровней после прохождения максимума расхода будут еще некоторое время $t_2—t_3$ увеличиваться. Максимальное значение уровня получится при меньшем на ΔQ значении расхода. Это обстоятельство объясняется тем, что быстрота уменьшения расхода из-за инерции потока будет меньше быстроты уменьшения уклона.

После того как расход, достигнув своей максимальной величины, начал в соответствии с характером волны попуска уменьшаться, уровень потока, пройдя через свой максимум, начинает понижаться. Однако в отличие от случая увеличения расхода уровни будут располагаться левее кривой, соответствующей установившемуся движению. Это является следствием того, что в данном случае уклоны потока будут иметь меньшие значения по сравнению с теми, которые были бы для этих же значений расходов, но в условиях установившегося движения. В результате скорости течения будут меньшими, а соответствующие глубины (уровни) большими, чем те, которые соответствуют установившемуся движению.

При прохождении гидрографа через минимум расхода уровни установившегося и неустановившегося состояния потока, так же как и в предыдущем случае, не будут совпадать. Однако теперь уровень воды будет выше минимального уровня для установившегося движения при той же минимальной величине расхода. Минимум уровня достигается спустя некоторый промежуток времени $t_4—t_5$.

Таким образом, при неустановившемся движении график функции $z=z(Q)$ представляет собой для простейшей волны кривую в виде петли. Форма этой петли определяется формой самого гидрографа и характери-

стиками русла. Однако во всех случаях при прохождении гидрографа через максимум вначале будут наблюдаться максимум расхода, затем максимум уровня, а при прохождении через минимум — вначале минимум расхода, а затем минимум уровня. Сдвиги во времени экстремальных значений одного параметра движения относительно другого будут определяться, как уже указывалось, в первую очередь формой волны попуска, проходящей через рассматриваемый створ.

По мере продвижения волны от створа возмущения вниз по течению в результате ее распластывания форма кривой $z=z(Q)$ будет претерпевать изменения. Она все более и более будет сжиматься по осям z и Q и в конце концов при достижении в некотором створе установившегося состояния перейдет в точку, определяемую на кривой связи новым значением расхода и соответствующим ему значением отметки уровня. Величина отклонения этой точки от первоначальной будет определяться, очевидно, тем приращением расхода, который получит данный створ после достижения нового установившегося состояния. Нетрудно себе представить, что в сложной волне попуска, состоящей из нескольких простых, количество петель функции $z(Q)$ будет соответствовать количеству простых волн попуска.

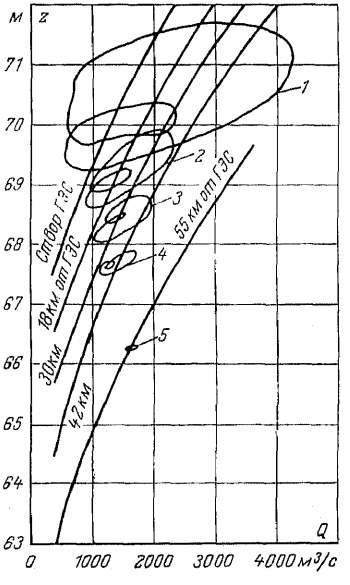


Рис. 9.3. График изменения уровней в различных створах нижнего бьефа ГЭС при сложной волне.

1 — створ ГЭС; *2* — 18 км от ГЭС; *3* — 30 км от ГЭС; *4* — 42 км от ГЭС; *5* — 55 км от ГЭС.

Такая картина наблюдается, например, в нижнем бьефе ГЭС, работающей с резкопеременным суточным режимом нагрузки. В этом случае в течение суток количество петель $z(Q)$ будет определяться количеством внутрисуточных пиков нагруз-

ки, и поскольку после каждой петли уровни волны будут выше тех, которые были бы при том же расходе, но при установившемся движении, средний за сутки уровень нижнего бьефа будет выше того, который определяется кривой связи стационарного режима.

По мере удаления такой волны от створа ГЭС она будет претерпевать описанное выше изменение своей формы с одновременным изменением и формы петли. Сказанное для случая неподпертого бьефа иллюстрирует рис. 9.3.

Все сказанное в равной мере относится и к различным видам каналов, имеющих в головной части источники возмущения изменения расхода во времени.

Если нижний бьеф рассматриваемой ГЭС имеет подпор от нижележащей ГЭС, то характер изменения петель $z(Q)$ будет определяться не только формой и размером волны, но и подпором, поскольку он определяет гидрологическую характеристику русла, а следовательно, и сам нестационарный процесс.

9.3. НЕУСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ВОДЫ В ВЕРХНЕМ БЬЕФЕ ГЭС

Водный поток при подходе со стороны верхнего бьефа к створу ГЭС встречает препятствие в виде различных гидротехнических сооружений (плотина, шлюз и т. п.). Расход воды, проходящий через турбины ГЭС, а в общем случае и через водосливы, резко изменяет свое значение по сравнению с тем, который подходит к створу ГЭС. Это обусловливает возникновение *отражения волны*. При этом первоначальная волна как бы распадается на две, из которых одна (прямая) продолжает двигаться в прежнем направлении, проходя через турбины, шлюз и водосливы ГЭС, а другая будет двигаться в обратном направлении, образуя обратную волну (волну отражения). При этом возможны случаи, когда расход воды через створ ГЭС будет отличаться от расхода приточности как в меньшую, так и в большую сторону. Если при этом расход воды, проходящей через створ ГЭС, переменный, то в ее верхнем бьефе возникает неустановившийся режим. Такая же картина возникает и в подводящих каналах (включая деривационные), в концевых створах которых имеются регулирующие расходы воды гидротехнические сооружения.

Таким образом, переменный режим нагрузки ГЭС является источником неустановившегося движения воды

не только в нижнем бьефе, но и в верхнем. Интенсивность и практическая значимость его определяются прежде всего относительной емкостью водохранилища (см. § 10.1). Очевидно, что если относительный объем водохранилища мал и он предназначен для осуществления суточного регулирования, то неустановившееся движение воды в верхнем бьефе будет сказываться сильнее и практическая значимость его будет выше, чем при суточном регулировании ГЭС с водохранилищем, имеющим больший относительный объем (сезонное или еще более длительное регулирование).

Необходимость учета такого движения воды диктуется его влиянием на энергетические параметры ГЭС и в первую очередь на используемый напор.

Неустановившийся режим в верхнем бьефе ГЭС может явиться следствием и неустановившегося движения в нижнем бьефе вышерасположенной ГЭС, если обе они являются смежными. При этом время добегания волны расхода от створа вышележащей ГЭС до створа нижележащей функционально связано с параметрами неустановившегося движения, в частности, изменения расхода и уровня по длине бьефа.

Неустановившееся движение воды в верхнем бьефе ГЭС возникает не только в период нормальной эксплуатации, но и в пусковой период после завершения строительства. Необходимость учета его в этом случае определяется выбором режима ГЭС в указанном периоде.

Наконец, режим водохранилища в любой период эксплуатации ГЭС нередко приходится учитывать и при оценке влияния его на окружающую среду, особенно при комплексном использовании водных ресурсов.

Следует подчеркнуть, что необходимость учета неустановившегося движения в верхнем бьефе встречается значительно реже, чем необходимость учета такого движения в нижнем бьефе.

9.4. РАСЧЕТ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ ГЭС

Как указывалось в § 9.2, при неустановившемся движении воды всегда наблюдаются сдвиги во времени экстремальных значений расхода и уровня. Это приводит к тому, что в момент времени, когда мощность ГЭС и ее расход поднимаются до максимальных значений, уровень нижнего бьефа этого значения еще не имеет. В свою

очередь это создает возможность некоторого повышения в рассматриваемый интервал времени напора, а следовательно, и энергетической эффективности ГЭС. При спаде нагрузки картина получается обратная. Определенное влияние на режим низконапорной ГЭС при этом может оказать и краткосрочное колебание уровня верхнего бьефа.

Количественную оценку этих явлений важно знать при планировании суточного режима ГЭС (особенно низконапорной) во время эксплуатации и при выборе энергетических параметров ГЭС и ее основного оборудования при проектировании. Особое значение учет явлений неустановившегося движения в нижнем бьефе приобретает при автоматизации управления режимами ГЭС, работающих в составе каскада и энергетической системы, поскольку он может существенно сказаться на энергоэкономической эффективности использования энергоресурсов системы. Некоторую специфику внесет учет различных экологических факторов воздействия энергетики на биосферу и окружающую природу, а также учет требований неэнергетических участников водохозяйственного комплекса.

Расчеты неустановившегося движения сводятся к определению изменения расхода и уровней по длине водотока и во времени, т. е. установлению двух функций

$$Q=Q(s,\ t); \tag{9.1}$$

$$z=z(s,\ t), \tag{9.2}$$

где s — расстояние от начального створа.

Дифференциальные уравнения неустановившегося движения в предположении, что оно является медленно изменяющимся, одноразмерным и силы сопротивления выражаются формулой того вида, что и при установившемся движении, впервые получены в 1871 г. французским ученым Сен-Венаном и имеют следующий вид:

$$\frac{\partial \omega}{\partial t}+\frac{\partial Q}{\partial s}=0; \tag{9.3}$$

$$i_0-\frac{\partial h}{\partial s}=\frac{u^2}{C^2R}+\frac{\alpha}{g}\left(u\,\frac{\partial u}{\partial s}+\frac{\partial u}{\partial t}\right), \tag{9.4}$$

где Q — расход потока; h — глубина потока; z — отметка уровня потока; ω — площадь живого сечения; R — гидравлический радиус; s — расстояние от начального ство-

ра до рассматриваемого; u — средняя скорость потока в данном сечении; i_0 — уклон дна русла водотока; α — коэффициент кинетической энергии, учитывающий влияние неравномерности распределения скоростей по живому сечению потока (коэффициент Кориолиса); C — коэффициент Шези; g — ускорение свободного падения; t — время.

Уравнение (9.3) является уравнением неразрывности потока воды и его можно интерпретировать как закон сохранения материи. В данном случае этот закон гласит, что разность расходов воды в открытом русле в двух смежных створах, отстоящих один от другого на расстоянии единицы длины, обусловливает ежесекундное изменение объема, а следовательно, и уровней водной призмы, заключающейся между теми же створами.

Уравнение (9.4) есть основное уравнение неустановившегося медленно изменяющегося движения, и в гидравлике оно носит название уравнения движения, уравнения динамического равновесия, или сокращенно динамического уравнения. Его можно интерпретировать и как закон сохранения энергии, который в данном случае выражает собой закон равновесия сил, действующих на водную призму между рассматриваемыми створами.

В этом уравнении левая часть представляет собой уклон свободной поверхности потока; в правой части первое слагаемое учитывает влияние сил трения, а второе, заключенное в скобки, учитывает влияние сил инерции. При этом член, содержащий производную $\frac{\partial u}{\partial s}$, учитывает изменение скоростного напора по длине потока, а член $\frac{\partial u}{\partial t}$ — изменение состояния потока вследствие влияния собственно сил инерции.

Рассматриваемая система уравнений Сен-Венана является нелинейной и относится к гиперболическому типу. Строгое решение такой системы весьма затруднительно. По существу, вычислительная математика не имеет еще общей теории решения подобных систем. Более того, нет общей теории и для приближенных методов, которые в этом случае приобретают исключительное значение.

Все приближенные методы можно условно разделить на две группы. К первой группе относятся методы, кото-

рые позволяют получить решения в аналитической форме. Эти методы основаны обычно на применении теории волн малой амплитуды. Основной предпосылкой этой теории является допущение того, что все изменения гидравлических элементов, обусловленные неустановившимся движением, есть величины малые, так что квадратами этих величин, а равно и их произведениями, можно пренебречь. Это позволяет осуществить линеаризацию уравнений Сен-Венана и получать решения для суточного регулирования.

Ко второй группе относятся численные методы, получившие в настоящее время широкое распространение. Это объясняется тем, что они позволяют в общем случае более просто использовать цифровую вычислительную технику.

Одним из распространенных численных методов является метод сеток, или метод конечных разностей. Частным случаем этого метода является метод характеристик, предложенный более сорока лет тому назад академиком С. А. Христиановичем. Этот метод позволяет получить довольно точное решение в области гладких течений, но реализация его на ЭВМ встречает серьезные трудности из-за сложности логики расчета. Кроме того, нередко отсутствует достоверная информация о характеристике русла.

Большая группа численных методов на основе уравнения движения позволяет обойтись без трудоемкого интегрирования их в конечных разностях. Эти методы получили, пожалуй, самое большое распространение в инженерной практике.

Выполненные на кафедре гидроэнергетики МЭИ в 1948—1949 гг. Б. М. Лосем исследования режимов в нижних бьефах ГЭС показали, что при известных упрощающих допущениях для описания нестационарных процессов в них можно пользоваться показательными функциями. Этим было положено начало разработки одного из наиболее распростра-

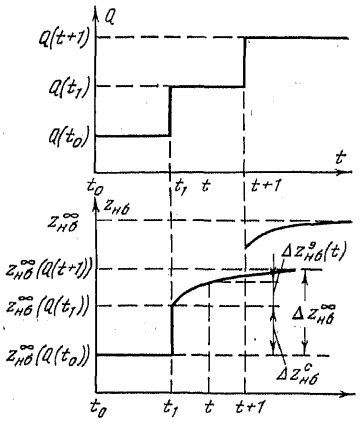


Рис. 9.4. К расчету неустановившегося движения воды методом «экспоненты со скачком».

ненных ныне методов расчета неустановившегося движения в нижнем бьефе ГЭС — метода «экспоненты со скачком».

Разрабатывая этот метод применительно к расчету суточного регулирования, В. М. Горнштейн исходил из предположения, что при изменении расхода ГЭС по ступенчатому графику (кусочно-постоянной функции) изменение уровня на каждом временном интервале будет определяться как результат наложения некоторого начального скачка уровня с последующим изменением его по экспоненте с не зависящей от режима постоянной времени. При этом делается допущение, что от каждого скачка расходов уровни изменяются независимо друг от друга и тогда график изменений уровня за сутки будет определяться путем алгебраического сложения, вызываемых каждым изменением расхода ГЭС в отдельности.

При этих предпосылках и при заданном в интервале времени t_0—$t_к$ ступенчатом графике изменения расхода ГЭС $Q(t)$ определение соответствующего режима уровня нижнего бьефа ГЭС будет сводиться к следующему [59]. Пусть в следующем за t_0 моменте времени t_1 произошло изменение расхода с $Q(t_0)$ до $Q(t_1)$ (рис. 9.4). Уровень нижнего бьефа при этом сначала будет изменяться скачком, а затем по экспоненте. Первая часть по В. М. Горнштейну определяется выражением

$$\Delta z^{c}_{нб} = K\left[z^{\infty}_{нб}(Q(t_1)) - z^{\infty}_{нб}(Q(t_0))\right] = K z^{\infty}_{нб}. \qquad (9.5)$$

Здесь и далее значок ∞ показывает, что соответствующие уровни определены по кривой связи $z_{нб}(Q)$ для установившегося движения; K — некоторая константа, определяемая в основном условиями изменения во времени Q и z, т. е. физическими свойствами бьефа ($K \leqslant 1$).

Изменение по экспоненте на момент времени $t > t_1$ определяется формулой

$$\Delta z^{э}_{нб}(t_0) = \Delta z^{\infty}_{нб} - \Delta z_{нб}(t_1)\left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right) = \Delta z^{\infty}_{нб}(1-K)\left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right), \qquad (9.6)$$

где T — постоянная времени экспоненты, r; t — время с момента изменения расхода, r.

Таким образом, для момента t уровень нижнего бьефа будет равен:

$$z_{нб}(t) = z^{\infty}_{нб}(Q(t_0)) + \Delta z^{c}_{нб} + \Delta z^{э}_{нб}(t) = z^{\infty}_{нб}(Q(t_0)) +$$

$$+ \Delta z^{\infty}_{нб}\left[1 - (1-K)\,e^{-\frac{t}{T}}\right] = z^{\infty}_{нб}(Q(t_1)) - \Delta z^{\infty}_{нб}(1-K)\,e^{-\frac{t}{T}}. \qquad (9.7)$$

При расходе $Q(t_1)$ в момент $t+1 > t_1$ уровень согласно (9.7) составит:

$$z_{нб}(t+1) = z^{\infty}_{нб}(Q(t_1)) - \Delta z^{\infty}_{нб}(1-K)\,e^{-\frac{t+1}{T}} =$$

$$= z^{\infty}_{нб}(Q(t_1)) + \left[z_{нб}(t) - z^{\infty}_{нб}(Q(t_1))\right] e^{-\frac{1}{T}}. \qquad (9.8)$$

Если при этом в момент $t+1$ расход в нижнем бьефе станет равным $Q(t+1)$, то в правой части (9.8) должно появиться слагае-

мое, учитывающее приращение уровня скачком, согласно уравнению (9.5) тогда, считая, что $z^{\infty}_{\text{нб}}(Q(t_1)) = z^{\infty}_{\text{нб}}(t)$, формулу (9.8) можно записать для общего случая в следующем виде:

$$z_{\text{нб}}(t+1) = z^{\infty}_{\text{нб}}(t) + K[z^{\infty}_{\text{нб}}(t+1) - z^{\infty}_{\text{нб}}(t)] + \\ + [z_{\text{нб}}(t) - z^{\infty}_{\text{нб}}(t)]\, e^{-\frac{1}{T}} \qquad (9.9)$$

или в более удобной форме для любого интервала i $(1 \leqslant i \leqslant 24)$

$$z_{\text{нб}}(t_i) = z^{\infty}_{\text{нб}}(t_{i-1}) + K[z^{\infty}_{\text{нб}}(t_i) - z^{\infty}_{\text{нб}}(t_{i-1})] + \\ + [z_{\text{нб}}(t_{i-1}) - z^{\infty}_{\text{нб}}(t_{i-1})]\, e^{-\frac{1}{T}}. \qquad (9.10)$$

В. М. Горнштейном предполагалось, что постоянная времени не зависит от режима. Как показывает опыт, это условие не соблюдается. Поэтому значение T, так же как и значение K, приходится брать переменным, определяемым на основе анализа фактических режимов нижнего бьефа данной ГЭС. Обычно эти значения различаются на спаде уровней и на их подъеме (снижение и повышение расходов воды).

Для того чтобы можно было рассчитывать неустановившееся движение воды в створе на определенном удалении от ГЭС, В. Б. Поляков вел в расчет еще одну константу — время добегания τ волны расхода от створа ГЭС до рассматриваемого створа. Этим график расходов воды в процессе расчета как бы сдвигается на τ, различающуюся в зависимости от повышения или понижения расхода.

Обратим внимание на следующее обстоятельство. Во время эксплуатации ГЭС неизбежно и непрерывно происходит деформация русла, что приводит к изменению гидрометрических показателей, формирующих кривую связи $z_{\text{нб}}(Q)$, которая в результате этого непрерывно изменяется; пренебрежение этим явлением будет вносить дополнительную погрешность расчета. Чтобы этого не произошло, необходимо использовать так называемую статистическую кривую связи нижнего бьефа. Последняя легко получается путем обработки статистических данных о фактических уровенных режимах нижнего бьефа и расхода ГЭС с использованием методов математической статистики. При этом в качестве критерия наилучшей аппроксимации используется минимум среднеквадратического отклонения.

Такая кривая по мере накопления статистического материала может непрерывно корректироваться. При этом некоторое затруднение в получении необходимого статистического материала и в его обработке будет вносить необходимость учета подпора нижнего бьефа данной ГЭС, ибо для каждой кривой, отражающей заданный подпор, должна иметься своя статистика.

При оценке общей погрешности расчета неустановившегося движения в нижнем бьефе следует исходить из того, что, как показывает анализ (см. § 4.3), погрешность исходных данных, включая кривую связи и замер расхода воды, не может быть меньше 2—3%.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМАХ

Глава десятая

РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЧНОГО СТОКА ВОДОХРАНИЛИЩАМИ ГЭС

10.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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 его 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 км^2 за единицу, 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, а 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, в то время когда он превышает спрос потребителей, и расходуется, когда этот спрос больше притока.

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

Степень зарегулированности стока определяется относительной емкостью водохранилища (коэффициентом емкости β), который определяется отношением полезного объема водохранилища $V_{пол}$ к среднему за многолетний период объему годового стока W_0 в створе плотины:

$$\beta = \frac{V_{пол}}{W_0}. \qquad (10.1)$$

В современных условиях всякое гидротехническое сооружение, связанное с регулированием речного стока, имеет комплексное назначение. Так, водохранилища гидроэлектростанции, кроме регулирования стока для энергетических целей, обычно используются и для водохозяйственных целей—ирригации, судоходства, водоснабжения и т. п. Имеется ряд объектов, в основном преследующих водохозяйственные цели, а энергетические задачи решаются попутно.

Различают регулирование водноэнергетическое и водохозяйственное. 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 водноэнер-

гетического 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. Таким образом, расчеты регулирования стока водохранилищами ГЭС при работе их в системе являются расчетами оптимальных режимов ГЭС, и исходя из этого в настоящей главе они не рассматриваются и освещаются в соответствии отдельным видам регулирования в гл. 12—14. Собственно водноэнергетические расчеты в достаточной мере рассмотрены в гл. 8 и в настоящей главе также не освещаются. В настоящей главе рассматриваются в основном вопросы физической сути процессов регулирования.

При регулировании стока водохранилищем его отдача по воде или мощности гарантируется с определенной обеспеченностью (см. § 14.1), 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 [43]).

При комплексном использовании водотока, когда последний используется как для энергетических, так и для неэнергетических целей, осуществляется комплексное регулирование, т. е. 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, а 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 сработки водохранилища от НПУ до начала

следующего после очередного его полного заполнения называется циклом регулирования. Длительность цикла регулирования определяет его разновидность, в соответствии с чем различают краткосрочное и длительное регулирование. К первому виду относят суточное и недельное регулирование, а ко второму — сезонное, годичное и многолетнее. При водноэнергетическом регулировании энергоэкономическая эффективность каждого из них, разумеется, различна (см. § 10.3).

10.2. ВИДЫ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

Суточное регулирование. Естественные (бытовые) расходы многих рек $Q_б(t)$ в течение суток остаются практически неизменными, исключение составляют лишь периоды половодий. Режим работы ГЭС имеет обратную картину: в период половодья он, как правило, неизменен, а в течение любых других суток — резко переменный. Вследствие этого расходы, пропускаемые турбинами ГЭС $Q_{гэс}$ при переменном режиме, будут также переменными, изменяясь нередко от нуля до полной пропускной способности. В результате в течение некоторой части суток (рис. 10.1,*б*) имеется избыточный приток, в течение другой — недостаточный. Отсюда *суточное регулирование будет заключаться в том, чтобы в часы малой нагрузки ГЭС (рис. 10.1,а) запасти в водохранилище избыточный приток, а в часы повышенной нагрузки его сработать.* Если объем водохранилища достаточен для задержания всего избыточного притока в часы малой нагрузки, то этот приток при отсутствии ограничений на режим ГЭС может быть использован для увеличения ее мощности (против той, которую она могла бы развить, используя естественный расход) в часы пика нагрузки потребителей.

Этот эффект позволяет повысить участие ГЭС в покрытии пика нагрузки, вследствие чего при работе ГЭС в системе, во-первых, отпадает необходимость в дублировании ее мощности (см. § 11.3 и 21.2) и, во-вторых, создается возможность обеспечить более целесообразный режим тепловых электростанций, создавая тем самым соответствующую экономию топлива.

Однако этот мощностный эффект не сопровождается увеличением выработки электроэнергии, наоборот, выработка энергии при суточном регулировании

будет меньше той, которую давала бы ГЭС, работая на естественном режиме стока, т. е. без регулирования.

Это является следствием того, что средний за сутки уровень воды в нижнем бьефе при неустановившемся режиме всегда будет выше, чем при постоянном расходе, определяемом $Q_б$ (рис. 10.1,*г*). Кроме того, среднесуточный уровень верхнего бьефа (рис. 10.1,*в*) будет всегда ниже того, при котором ГЭС работала бы, не имея регулирования, т. е. на естественном расходе при НПУ. Это подтверждается также и графиком изменения напора $H_{гэс}(t)$, представленным на рис. 10.1,*д*. Здесь $\bar{H}_{гэс}$ соответствует напору, определяемому разностью уровней НПУ и нижнего бьефа при естественном режиме.

Потери суточного регулирования зависят от используемого напора. Чем меньше напор, тем сильнее сказываются эти потери, и для низконапорных ГЭС они доходят до 3—5% суточной выработки ГЭС при ее работе на естественном расходе.

По мере увеличения суточного притока режим работы ГЭС будет все более выравниваться и, наконец, может быть достигнуто такое положение, когда ГЭС все 24 часа будет работать с полной установленной мощностью. Дальнейшее увеличение бытового расхода приведет к необходимости холостого сброса излишков воды помимо турбин, уровень нижнего бьефа при этом повысится, напор уменьшится, а вместе с ним уменьшится и располагаемая мощность, становясь для низко- и средненапорных ГЭС значительно меньше установленной (см. § 11.3).

При осуществлении суточного регулирования могут возникнуть различного рода ограничения, накладываемые на режим ГЭС неэнергетическими участниками комплекса. Так, при отсутствии подпора в нижнем бьефе со стороны нижележащей ГЭС водный транспорт может предъявить требования по обеспечению необходимых судоходных глубин в течение всех 24 часов, а также в отношении допустимых скоростей течения при подходе к шлюзам. Аналогичные требования по поддержанию необходимых глубин могут быть предъявлены водопотребителями (ирригация, промышленное и бытовое водоснабжение). Для удовлетворения этих требований производят попуски в нижний бьеф определенных расходов воды, называемых *базисными*. Наконец, иногда возникают ограничения режима работы турбин

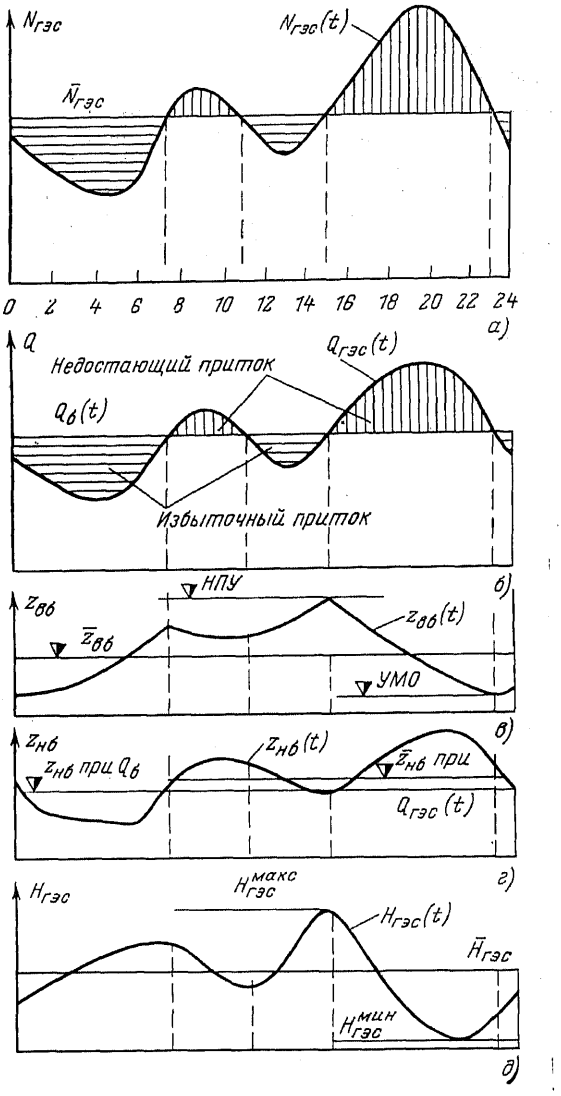


Рис. 10.1. Графики суточного регулирования стока.

а — мощности ГЭС; *б* — расходов; *в* — уровня верхнего бьефа; *г* — уровня нижнего бьефа; *д* — напора.

ГЭС (обычно при небольших нагрузках) по условиям кавитации, которую длительное время допускать нельзя. Ограничения при суточном регулировании иногда возникают и вследствие отсутствия достаточного объема водохранилища.

Реализация указанных ограничений обычно приводит к снижению энергоэкономической эффективности работы ГЭС, однако при комплексном использовании водотока это снижение является вполне оправданным с точки зрения народного хозяйства в целом, так как компенсируется отдачей, получаемой от неэнергетических участников комплекса.

До сих пор рассматривалось суточное регулирование, осуществляемое водохранилищами русловых и приплотинных ГЭС. Все сказанное будет относиться и к ГЭС с напорной деривацией, у которой объем воды, необходимый для суточного регулирования, сосредоточен в подпертом бьефе у водоприемника. При безнапорной несаморегулирующейся деривации необходимый объем воды запасается в бассейне суточного регулирования, расположенном обычно вблизи здания ГЭС, а при саморегулирующейся деривации сосредоточивается в самой деривации, а в некоторых случаях в верхнем бьефе головного узла.

Объем водохранилища, необходимый для суточного регулирования, очень небольшой и обычно составляет около 0,5 объема суточного стока маловодного года расчетной обеспеченности.

Объем водохранилища, необходимый для осуществления суточного регулирования, в каждом конкретном случае можно определить на основе сопоставления между собой графика бытовой приточности $Q_б(t)$ и зарегулированных расходов $Q_{гэс}(t)$ (рис. 10.1,*б*).

Разновидностью описанного суточного регулирования путем перераспределения расхода воды является регулирование мощности напором. Такое регулирование используется на сравнительно низконапорных ГЭС главным образом во время прохождения половодий. Суть его заключается в том, что в часы минимальной нагрузки холостые сбросы увеличивают, а перед наступлением пика нагрузки и во время прохождения его уменьшают. Получающиеся при этом снижение уровня нижнего бьефа и повышение уровня верхнего бьефа позволяет несколько увеличить напор, а следовательно, и мощность ГЭС.

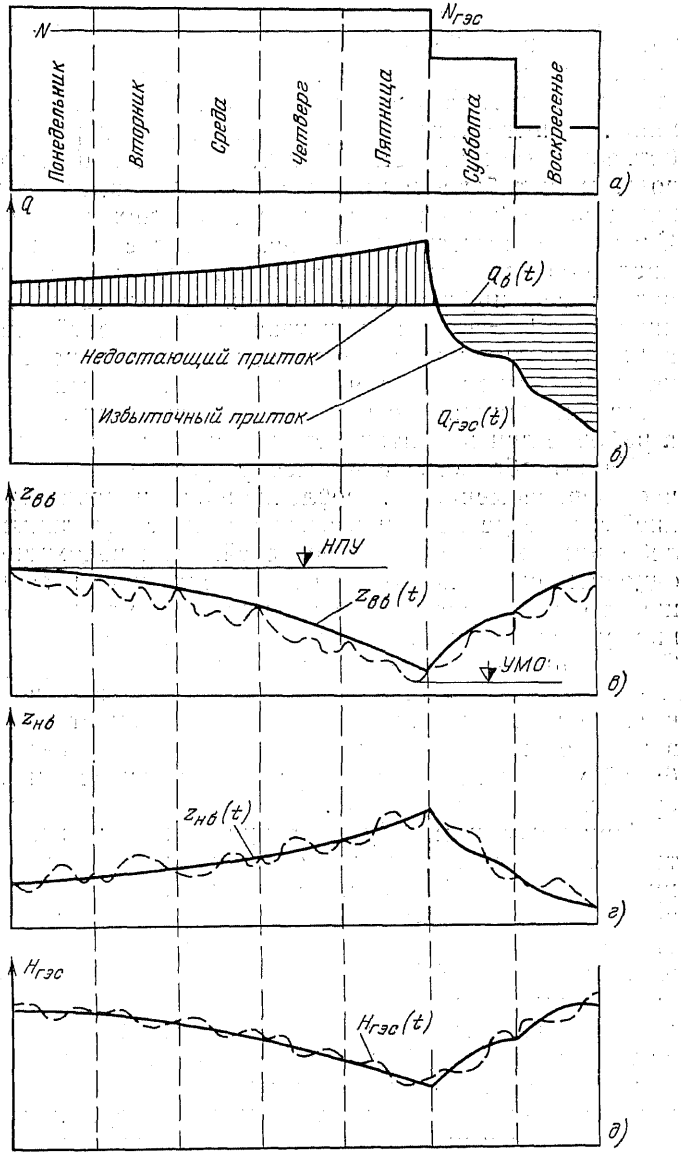


Рис. 10.2. Графики недельного регулирования стока.

а — мощности ГЭС; *б* — расходов; *в* — уровня верхнего бьефа; *г* — уровня нижнего бьефа; *д* — напора.

Недельное регулирование. В нерабочие дни недели нагрузка потребителей электроэнергии резко падает (особенно в воскресенье). В это время гидроэлектростанция может также снизить свою мощность до значения, меньшего того, которое она могла бы развить, работая на естественном расходе. Получающийся избыток воды может быть использован на заполнение водохранилища, сработанного за время рабочих дней недели. Сказанное иллюстрирует рис. 10.2, где для простоты предполагается, что бытовой расход, как это обычно бывает в межень, в течение недели практически не изменяется ($Q_б$=const); нагрузка потребителей системы в рабочие дни практически одинакова и в неделе имеются два выходных дня (рис. 10.2,*а*). Понятно, что качественно картина не изменится, если нагрузка системы в рабочие дни и приточность не будут неизменными.

Таким образом, недельное регулирование обеспечивает неравномерное потребление воды гидроэлектростанцией в течение недели в соответствии с недельными колебаниями нагрузки потребителей. Если водохранилище одновременно используется и для суточного регулирования, то наблюдается соответствующее суточное колебание уровней (пунктирная кривая на рис. 10.2,*в*—*д*). Однако при этом замкнутого цикла суточного регулирования, естественно, не будет, так как уровень водохранилища к концу каждого рабочего дня будет ниже, чем в начале его. Продолжительность полного цикла колебаний уровня верхнего бьефа в этом случае (рис. 10.2) будет равна одной неделе.

При недельном регулировании, так же как и при суточном, имеется возможность повысить гарантированную мощность ГЭС (см. гл. 14) по сравнению с мощностью, которую она могла бы развить, работая на естественном расходе. Однако получаемый в этом случае энергетический эффект за счет работы ГЭС большую часть времени на пониженных напорах (рис. 10.2,*д*) будет меньше, чем при суточном регулировании. Вместе с тем годовая выработка ГЭС недельного регулирования будет несколько выше (за счет некоторого уменьшения холостых сбросов) по сравнению с ГЭС суточного регулирования, так как водохранилище недельного регулирования больше по объему, чем суточного регулирования. Обычно считается, что при двух выходных днях этот объем не превышает приточности за одни маловодные сутки расчетной обеспеченности.

При осуществлении недельного регулирования на соответствующий режим ГЭС могут также накладываться разного рода ограничения как со стороны неэнергетических отраслей комплекса, так и по условиям бескавитационного режима работы турбин. Естественно, что все подобного рода ограничения будут снижать энергоэкономическую эффективность ГЭС.

Итак, общим для краткосрочного регулирования является перераспределение сравнительно равномерного суточного и недельного режима приточности в неравномерный режим расхода ГЭС.

Годичное регулирование. Естественный гидрологический годовой режим реки, как было отмечено в § 10.1, обычно отличается крайней неравномерностью и находится в противоречии с запросами энергетики.

Используемое для снятия этого противоречия годичное регулирование путем задержания (частично или полностью) в водохранилище стока половодья и использование его в течение межени позволяет увеличить гарантированную мощность ГЭС и количество вырабатываемой ею энергии по сравнению с ГЭС краткосрочного регулирования за счет уменьшения (или ликвидации) бесполезных сбросов стока половодья. Весь цикл регулирования при этом занимает 1 год. Если после сработки и очередного наполнения водохранилища всегда имеются холостые сбросы, то регулирование называется сезонным (неполным годичным) в отличие от годичного (полного), когда в условиях расчетной обеспеченности (см. гл. 14) сбросов нет. Как и при сезонном регулировании, так и при годичном в каждом следующем году циклы сработки и наполнения повторяются.

Объем водохранилища годичного регулирования обычно составляет от 10 до 30% среднемноголетнего объема годового стока реки, т. е. $\beta_{год}=0{,}10\div0{,}30$. При этом большее значение $\beta_{год}$ соответствует большему коэффициенту изменчивости стока C_v.

Водохранилище годичного регулирования может, как это обычно и бывает, одновременно выполнять и краткосрочное регулирование (суточное и недельное).

На рис. 10.3,*а* представлена общая схема годичного регулирования, а на рис. 10.3,*б* — сезонного (имеется период сброса излишков воды во время половодья). На этих рисунках также представлены соответствующие режимы верхнего бьефа $z_{вб}(t)$. Ясно, что в особо маловод-

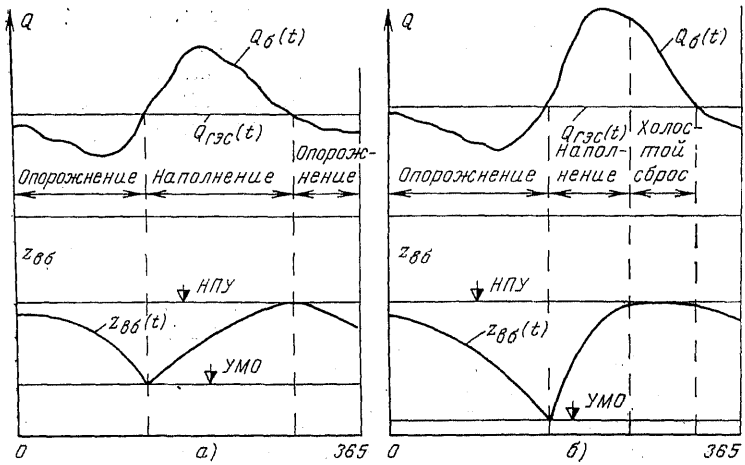


Рис. 10.3. Графики годичного (*а*) и сезонного (*б*) регулирования стока.

ные годы или при слишком больших (сверхрасчетных) изъятиях стока половодья водохранилище может и не наполниться до отметки НПУ. Нетрудно представить себе, как будет изменяться $z_{вб}$, $Q_{гэс}$, $z_{нб}$ и $H_{гэс}$, если регулирование будет произведено не на постоянный расход $Q_{гэс}$, а в соответствии с заданным графиком нагрузки ГЭС.

Многолетнее регулирование. Цикл регулирования длится несколько лет. Водохранилище наполняется избыточным стоком одного или нескольких многоводных лет и опорожняется в течение ряда маловодных лет. При этом регулировании уровень водохранилища в конце маловодного года будет всегда ниже, чем в начале его. Таким образом, *многолетнее регулирование сводится к увеличению стока маловодных лет.* Особенностью этого вида регулирования является непостоянство продолжительности цикла регулирования. При неизменном расходе водохранилища период наполнения и период опорожнения водохранилища определяются исключительно гидрологической обстановкой каждого года. Чем больше при этом относительный объем водохранилища, тем, очевидно, реже оно заполняется до отметки НПУ.

При многолетнем регулировании, так же как и при годичном, имеется возможность увеличить гарантиро-

ванную мощность ГЭС и вырабатываемую ею энергию (за счет практически полного устранения бесполезных сбросов воды во время половодья) по сравнению с ГЭС годичного и краткосрочного регулирования. Само собой разумеется, что и в этом случае водохранилище может осуществлять любое менее длительное регулирование (или сочетание их).

Считается, что для того, чтобы водохранилище могло осуществлять многолетнее регулирование, его объем должен составлять не менее 30—50% среднего за многолетний период объема годового стока реки, т. е. $\beta_{мн} = 0{,}3 \div 0{,}5$. Указанные довольно широкие пределы колебаний значений $\beta_{мн}$ объясняются, так же как и в предыдущем случае, характером изменчивости стока (чем больше значение C_V, тем больше $\beta_{мн}$).

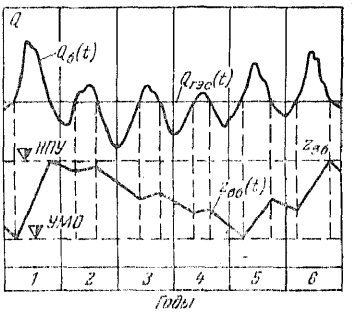


Рис. 10.4. Графики многолетнего регулирования стока.

На рис. 10.4 представлены общая схема многолетнего регулирования и график изменения уровня верхнего бьефа. Как видно, период наполнения в зависимости от водности лет может быть различным. В начале регулирования водохранилище было заполнено в первый же год, а после сработки на это потребовалось уже два года (менее многоводных, чем первый год).

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

$$\alpha = \frac{Q_{рег}}{Q_0}. \qquad (10.2)$$

Так как зарегулированный расход обычно не является величиной постоянной, 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.

Таким образом, при длительном регулировании уменьшается многолетняя и годичная неравномерность расхода, в то время как при краткосрочном регулировании неравномерности расхода за регулируемый период (сутки, неделя) резко возрастает.

Компенсирующее регулирование. В некоторых схемах использования энергии по ряду причин приходится располагать ГЭС ниже по течению на значительном расстоянии от регулирующего стока водохранилища. При этом между ГЭС и водохранилищем может иметься большой приток, неблагоприятно влияющий своей неравномерностью на зарегулированный сток (рис. 10.5). 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.

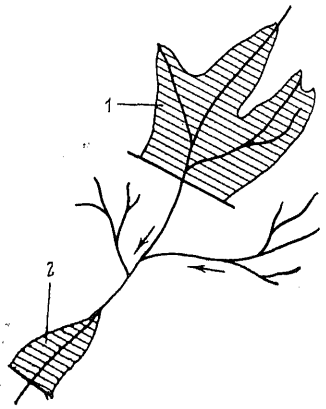


Рис. 10.5. Компенсирующее и буферное регулирование стока.

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 возмож-

ностями (ГЭС — компенсаторы), дополняют выработку компенсирующих ГЭС до значения, определяемого потребностями системы. ГЭС могут быть связаны и снабжением водой одного и того же потребителя.

В описанной схеме (рис. 10.5) водохранилище *2* может служить некоторым буфером для сглаживания всяких 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 весьма больших расходов воды во время половодий. В этом случае перед наступлением половодья водохранилище должно иметь некоторый свободный объем, что позволит иногда значительно «срезать» пик половодья и тем самым уменьшить наводнения 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. Каскадная схема использования водотока 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 связь гидравлическую, водохозяйственную и электрическую. 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 (см. гл. 8). 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 (см. гл. 12).

10.3. ВОЗДЕЙСТВИЕ ВОДОХРАНИЛИЩ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Создание водохранилищ, помимо своего исключительного значения для регулирования стока, всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории. Эта территория может быть весьма обширной. Так, Куйбышевское водохранилище, имеющее площадь зеркала при НПУ 6450 км², находится в пределах 25 районов двух областей и трех автономных республик. Воздействие водохранилища на природные условия подобных территорий чрезвычайно многообразно. Оно может быть положительным и отрицательным.

Положительное значение водохранилищ как регуляторов стока распространяется на территории значительно большие, чем те, на которых они располагаются. 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 объединениях. 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. Это особенно проявляется в ущемлении возможности наиболее эффективного использования водных и некоторых других естественных ресурсов страны: земельных, лесных и горнорудных.

Различают *прямое* и *косвенное* воздействие водохранилищ на окружающую природу. Прямое воздействие проявляется прежде всего в постоянном и временном затоплении и подтоплении земель. При этом большая часть этих земель относится к высокопродуктивным сельскохозяйственным и лесным угодиям. Так, доля сельскохозяйственных земель, затопленных водохранилищами Волжско-Камского каскада ГЭС, составляет 48% всех затопленных земель, причем некоторые из них расположены в пойменной зоне, отличающейся высоким плодородием. Около 38% затопленных земель составили 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 весьма широких пределах. Так, для Цимлянского водохранилища

ее значение составляет 16,4, а для Нурекского — на четыре порядка меньше — 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, населенных пунктов и к связанному с этим ухудшению санитарных условий местности.

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

Создание водохранилищ и сам процесс регулирования стока приводят 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 всех безвозвратных изъятий воды из реки. Изменяется собственно гидрологический режим реки. Вследствие срезки пиков половодий водохранилищами ГЭС уменьшаются затопления в нижнем бьефе; изъятие воды из водохранилища в меженный период приводит к возрастанию расходов, уровней и скоростей течения в нижнем бьефе, замедляются скорости и увеличиваются уровни воды в верхнем бьефе.

Изменяется температурный режим воды. Летом и осенью температура воды в водохранилище становится ниже, чем в реке, что приводит к более раннему ледоставу и сокращению сроков навигации. В зимнее время температура глубинных слоев водохранилища более высокая, чем в реке. Поэтому после прохождения воды через турбины ГЭС в нижнем бьефе возникают полыньи, длина которых нередко 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, как правило, неблагоприятные гидробиологические и гидрохимические процессы, влекущие за собой разложение органических веществ, цветение воды и ухудшение в связи с этим санитарного состояния водоема. Выпуск плохо очищенных сточных вод и наличие малых скоростей течения усугубляют это положение.

Косвенные воздействия водохранилищ на окружающую среду изучены не столько полно, как прямые, но некоторые формы их проявления уже очевидны сейчас. Так происходит, например, с изменением климата, проявляющимся в зоне влияния водохранилища в повышении влажности воздуха и образовании довольно частых туманов, уменьшении облачности в дневные часы над акваторией и уменьшении там среднегодовых сумм осадков, изменений направления и скорости ветра, уменьшении амплитуды колебания температуры воздуха в течение суток и года.

Опыт эксплуатации отечественных водохранилищ также показывает, 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 к ее гибели.

К косвенным воздействиям водохранилищ следует отнести появление территорий, которые становятся менее пригодными для использования в хозяйственных целях (например, острова в верхнем бьефе, осуходоленные поймы в нижнем бьефе и пр.).

Нельзя, наконец, не отметить влияние создания водохранилищ на рыбное хозяйство. Здесь следует указать на 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, собственно, и создается водохранилище.

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

Нельзя также утверждать, что все формы воздействия водохранилищ являются неизбежными и органическими пороками гидротехнического строительства. Многие из тех воздействий, которые проявились в практике создания и эксплуатации водохранилищ, явились следствием или неправильного проектирования их или нарушением установленных правил эксплуатации. Так, указанные выше вредные воздействия водохранилищ на рыбное хозяйство удается в значительной мере нейтрализовать правильным проектированием и надлежащим уровнем эксплуатации водохранилищ.

Вместе с тем следует отметить, что учет влияния водохранилищ ГЭС на окружающую среду нельзя рассматривать в отрыве от общей проблемы влияния энергетики на биосферу с учетом всех особенностей производства электроэнергии отдельными видами генерирующих источников и расходованием различных энергоресурсов. Видимо, используемый ныне экономический критерий эффективности любого энергетического строительства должен быть дополнен (или заменен) критерием минимума ущерба биосфере.

Нельзя, наконец, проблему воздействия энергетики и, в частности, гидроэнергетического строительства на окружающую среду, рассматривать изолированно от той глобальной проблемы охраны окружающей среды, которая волнует сейчас все человечество, и к которой у нас приковано внимание партии и правительства. Вполне оправдан вопрос об охране окружающей среды, который нашел отражение в новой Конституции СССР.

Глава одиннадцатая

ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМЫ

11.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Представление о системе вообще тесно связано с основными положениями кибернетики, т. е. науки об управлении в широком понимании этого слова. Понятие о системе неотделимо от таких понятий, как целостность, элемент, связь, отношение, подсистемы, структура. В различных областях знаний в эти понятия вкладывается различный смысл. Однако общим для любой системы является наличие некоторого целостного множества элементов (объектов), связанных между собой взаимными отношениями, определяемыми характером существующих связей (в том числе с внешней средой) и целью функционирования.

Такого рода системы принято называть кибернетическими. Здесь целостность означает, что система выступает относительно окружающей среды как нечто единое, принципиально не позволяющее сводить свойства системы к сумме свойств составляющих ее элементов и, наоборот, выводить из последних свойства самой системы. Помимо различной степени целостности система обладает также различной степенью взаимосвязи между своими элементами. Эта взаимосвязь описывается отношениями между элементами системы. Отсюда, если отношение — категория математическая, то, введя его в понятие системы, получим возможность описания системы на строгой математической основе с включением аппарата теории множеств. Это позволяет отвлечься от физического содержания свойств элементов и связей и рассматривать реальную систему как абстрактное множество элементов, наделенных общими свойствами и находящихся друг с другом в определенных отношениях, что, собственно, и делает кибернетика.

Под структурой системы понимают относительно устойчивый порядок внутренних пространственных связей между ее отдельными элементами, определяющий функциональное назначение системы и ее взаимодействие с внешней средой.

Система считается сложной, если она содержит большое количество разнородных взаимосвязанных и

взаимодействующих между собой элементов, объединенных в систему для достижения единой цели, которые, в свою очередь, можно рассматривать как подсистемы или системы более низкого уровня.

Всякую систему можно характеризовать определенными параметрами, отражающими либо ее свойства, либо состояние, либо то и другое, вместе взятое. Свойства системы обычно оцениваются набором определенных числовых показателей, отражающих ее количественную или качественную характеристику. Состояние системы определяется какими-либо измеряемыми ее координатами, которые являются функцией времени.

В частном случае, если состояние системы не изменяется во времени, то 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 ее будущего поведения невозможно. В качестве математического описания таких систем наряду с теорией множеств используется теория вероятностей и методы математической статистики. Параметры системы при этом могут быть описаны теми или иными функциями распределения вероятностей их появления или в простейшем случае указанием возможного диапазона изменения параметров.

Вероятностные системы, так же как и детерминированные, могут быть линейными или нелинейными. Суть первых заключается в том, что каждое функционирование системы возможно применять с любой кратностью во времени. Нелинейные системы таким свойством не обладают. *Свойства и состояние линейной вероятностной модели не зависят от внешних возмущений, тогда как для нелинейных вероятностных систем они являются, по-существу, определяющими.*

Сложные системы характеризуются множеством состояний, каждое из которых определяется конкретными показателями ее функционирования — выходными

параметрами. Изменение состояния системы влечёт за собой изменение результатов ее функционирования. Желаемый результат функционирования системы будем называть целью системы, а функция, определяющая изменение конечного состояния ее, — целевой функцией системы. Целевая функция таким образом позволяет количественно сравнить получаемые результаты функционирования системы.

Для оценки отклонения фактического состояния выходных параметров системы от желаемых вводится понятие критерия цели.

11.2. ЭНЕРГОВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС (ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ СИСТЕМА)

Водные ресурсы многих районов страны еще не так давно 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, ирригация — 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 водного 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 каждой 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 водополь-

зователей. Появились энерговодохозяйственные комплексы, или сокращенно водохозяйственные комплексы (ВХК), либо комплексные водохозяйственные системы (ВХС).

Такие комплексы вместе с входящим в них водохранилищем имеют тесную связь между собой и с внешней средой. Вместе с тем, водохозяйственная система в настоящее время не только обслуживает комплекс различных отраслей народного хозяйства, не только охватывает своим влиянием большие территории, но и имеет весьма сложные и прочные связи со смежными отраслевыми системами, способствуя более эффективному размещению и использованию производственных сил и планомерной организации охраны окружающей среды. Такими системами прежде всего являются энергетические, в которых ресурсы используются не только для производства электроэнергии на ГЭС, но и для обеспечения технологических нужд тепловых и атомных электростанций. В качестве другой отраслевой системы 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 не имеется достаточных условий для приведения в полное соответствие требуемого режима использования водных ресурсов отдельными компонентами комплекса к возможностям водохранилища. Всегда возможны перебои нормальной работы 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.

Таким образом, водохозяйственная система — это большая и сложная система с большим количеством взаимосвязанных и взаимодействующих элементов.

Поскольку на состояние и функционирование водохозяйственных систем могут оказывать влияние внешние

факторы, имеющие в своей основе случайные составляющие (режим стока, водопотребление, метеорологические и геофизические факторы и т. п.), то они являются по своей природы вероятностными и, разумеется, нелинейными. На вероятностный характер системы оказывает влияние известная неопределенность экономических характеристик. В частности, отсутствие в необходимой мере достоверных удельных ущербов от недодачи в ту или другую отрасль хозяйства воды влечет за собой при расчетах систем соответствующую неопределенность в результатах.

Кроме того, поскольку системы имеют цель функционирования (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. А раз так, то и управление ими должно быть кибернетическим, т. е. на основе соответствующих математических методов при широком использовании ЭВМ.

Однако необходимо подчеркнуть следующее обстоятельство. Частные цели функционирования водохозяйственных систем многообразны и сложны. Наличие указанных во введении противоречий между отдельными участниками комплекса в их требованиях на воду определяют присущую водохозяйственным системам особенность. Эта особенность вместе с непрерывно возрастающей дефицитностью водных ресурсов, случайным характером исходной информации и необходимостью в связи с этим использования для оптимизации режимов теории вероятностей, делают соответствующие расчеты крайне сложными как в методическом, так и в вычислительном (на ЭВМ) отношениях. По-существу *задача регулирования стока с учетом комплексного использования его в строгой математической постановке еще не решена.*

11.3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Технологический процесс электроэнергетического производства можно условно разделить на три взаимосвязанные стадии.

К первой стадии относится процесс генерирования (выработки) электроэнергии, осуществляемый на электростанциях.

Вторая стадия включает в себя процесс передачи и распределения электроэнергии. Этот процесс осуществляется с помощью линий электропередачи (ВЛ), распределительных сетей и подстанций.

Третьей стадией процесса электроэнергетического производства является потребление электроэнергии, т. е. преобразование ее в другие виды энергии. Этот процесс осуществляется непосредственно приемниками (потребителями) электроэнергии.

Современные электростанции обычно не работают изолированно друг от друга, а определенным образом объединяются для совместной работы. При этом режим работы каждой зависит от режима работы других электростанций.

Совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электроэнергии, связанных между собой линиями электропередачи и электрическими сетями, носит название электроэнергетической системы.

Если на части электростанций (ТЭЦ) производится и тепловая энергия, которая по тепловым сетям передается потребителям тепла, то такая система называется энергетической (энергосистемой).

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

Сумма потребностей в электроэнергии всех потребителей энергосистемы в данный момент является 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 характер спроса на электроэнергию (промышленность, быт, транспорт), улучшает использование установленной мощности каждой электростанции. График суммарной нагрузки системы становится в этом случае менее пиковым, что при снижении суммарного максимума нагрузки системы сравнительно с суммой максимумов отдельных районов потребления дает уменьшение капитальных вложений при строительстве новых электростанций и снижает себестоимость электроэнергии существующих.

Объединение потребителей влечет за собой также уменьшение относительных колебаний суммарной нагрузки системы, обусловленных несовпадением по време-

ни толчков (пиков) отдельных мощных потребителей (электропоезда, электропечи и т. п.), что в свою очередь облегчает эксплуатацию системы 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 обеспечивает надежность и бесперебойность энергоснабжения, а также устойчивость качественных показателей (частоты и напряжения) энергии. Создается возможность уменьшения необходимого общего резерва мощности и энергии.

Технико-экономические показатели энергосистем улучшаются при объединении их в системы более крупного масштаба. При этом *чем большее отличие по своим характеристикам имеют отдельные системы, 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.

В настоящее время в СССР уже функционируют 11 объединенных энергосистем. Недалеко и до завершения объединения всех энергетических систем в единую энергетическую систему Советского Союза (ЕЭС СССР). Уже сейчас ЕЭС охватывает территорию страны с севера на юг около 3000 км, а с запада на восток бо-

лее 5000 км. Суммарная установленная мощность ЕЭС СССР к 1980 г. достигла 212 млн. кВт.

Создание ЕЭС СССР с единым оперативным управлением еще более повышает надежность, экономичность и качественное энергоснабжение народного хозяйства при одновременном увеличении эффективности использования энергетических ресурсов страны.

Энергетическая система как производственный объект имеет ряд характерных особенностей.

1. Процесс производства электроэнергии отличается от любого другого процесса производства. Это отличие состоит в том, что осуществляется одновременный цикл производства, распределения и потребления энергии. Поэтому никакое изменение выработки электроэнергии не может быть совершенно без соответствующего изменения спроса на нее со стороны потребителей и готовности ВЛ и распределительных сетей довести электроэнергию до потребителей. При соответствующей готовности ВЛ и распределительных сетей изменение производства может осуществляться лишь в той мере, в какой изменяется спрос, одновременно с ним и автоматически. Малейшая несогласованность в процессах производства, распределения и потребления немедленно, и при том значительно, отражается на работе всей системы, нанося нередко ущерб народному хозяйству.

2. Энергетическая система 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 приобретает особое значение при разработке и внедрении автоматизированных систем управления (АСУ) в энергетике (см. гл. 15).

3. Энергетическая система в общем случае потребляет все возможные к использованию виды энергетических ресурсов.

4. Энергетическая система может снабжать электроэнергией все отрасли народного хозяйства, она обеспечивает их непрерывное развитие.

5. Энергетическая система обладает разнообразным составом источников генерирования электроэнергии.

6. Энергетическая система функционирует непрерывно, несмотря на то, что отдельные элементы, ее состав-

ляющие, могут быть временно или постоянно выведены из работы.

7. Энергетическая система включает в себя разнообразную и весьма разветвленную транспортную систему в виде линий электропередачи и распределительных сетей.

8. Энергетическая система динамична во времени и в пространстве.

9. Наконец, 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 энергосистем, так и гармоничность всех ее звеньев.

Таким образом, энергетическая система имеет цель функционирования и управления, глубокие внутренние взаимосвязи между всеми элементами и внешней средой, т. е. является большой развивающейся искусственной кибернетической системой открытого типа (по крайней мере с точки зрения возможности воздействия внешних факторов).

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

Это требует принципиально нового подхода к планированию развития энергетики как в части типов источников энергии и их мощностей, так и в части территориального размещения их.

Энергетические системы, несмотря на однотипность большого числа характерных черт, в ряде случаев существенно отличаются друг от друга. В связи с этим их обычно классифицируют по следующим основным признакам: по виду используемых энергоресурсов и по географическому распределению электростанций и потребителей энергии.

По виду используемых энергоресурсов энергетические системы делятся на системы, имеющие: тепловые электростанции, использующие энергию того или иного вида топлива (включая атомное); гидроэлектростанции, использующие энергоресурсы водотоков и смешанного типа, состоящие из тепловых (включая атомные, газотурбинные и дизельные) и гидравлических электростанций.

В настоящее время практически нет энергосистем первых двух типов. В смешанных системах все большее значение будут приобретать атомные и гидравлические электростанции. Приобретают также определенное значение различные пиковые электростанции и в первую очередь ГАЭС (особенно в европейской части СССР, где эффективные гидроэнергетические ресурсы практически использованы).

По географическому расположению электростанций и потребителей системы разделяются на: концентрированные, не имеющие дальних линий электропередачи, поскольку электростанции расположены близко к центрам нагрузки; протяженные, отличающиеся наличием дальних линий электропередачи и сильно развитых сетей.

Не так давно энергетические системы различались еще по составу потребителей электроэнергии, но в связи с тем, что современные системы имеют достаточно разнотипных потребителей, эта классификация потеряла практическое значение.

11.3.1. Графики нагрузки

Графики нагрузки системы являются основной характеристикой ее режима работы. В планировании и управлении режимами энергосистем наибольшее распространение имеют суточные, недельные и годовые графики 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 потребителей энергии они будут различны также в зависимости от времени года. Для большинства районов Советского Союза в зимнее время за счет возрастания бытовой нагрузки общая за сутки нагрузка системы будет выше, чем летняя. Аналогичная картина будет и для экстремальных значений нагрузки (максимальная нагрузка будет в зимние сутки, а минимальная — в летние). Однако в отдельных райо-

нах Средней Азии за счет большого удельного веса 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. 11.1 изображен плановый, типичный для зимних рабочих дней Центра суточный график нагрузки для непрерывного времени.

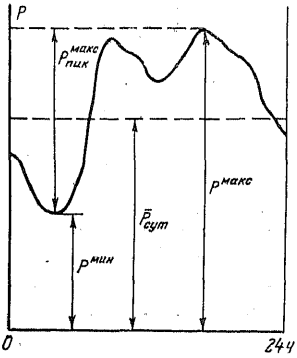


Рис. 11.1. Суточный график нагрузки энергосистемы.

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), соответственно зона от $\bar{P}_{сут}$ до $P_{макс}$ — **пиковой**, зона, находящаяся 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 энергии системы за сутки к суточному максимуму нагрузки, т. е.

$$h^{макс} = \frac{Э}{P_{макс}}. \qquad (11.1)$$

Аналогично этому показателю используется показатель **продолжительности использования**

установленной мощности

$$h_{\text{уст}} = \frac{Э}{N_{\text{уст}}} \tag{11.2}$$

и коэффициент использования установленной мощности

$$K_{\text{уст}} = \frac{N}{N_{\text{уст}}} = \frac{Э}{N_{\text{уст}} \cdot 24} = \frac{h_{\text{уст}}}{24}. \tag{11.3}$$

Коэффициент заполнения (полноты, плотности) графика нагрузки δ представляет собой отношение среднесуточной нагрузки к максимальной и связан с коэффициентом $h^{\text{макс}}$ следующим образом:

$$\delta = \frac{\overline{P}_{\text{сут}}}{P_{\text{макс}}} = \frac{Э}{P_{\text{макс}} \cdot 24} = \frac{h^{\text{макс}}}{24}. \tag{11.4}$$

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

Коэффициент заполнения не является постоянным и изменяется в пределах недели и сезона. В субботние и особенно в воскресные дни δ несколько больше. Он повышается также летом вследствие несовпадения времени наступления промышленного и осветительного максимумов нагрузки.

Коэффициент минимума определяется отношением минимальной нагрузки к максимальной:

$$\beta = \frac{P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}}}. \tag{11.5}$$

Рассмотренные показатели могут быть применены и для отдельных станций.

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 сходный момент 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 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. п.) 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.

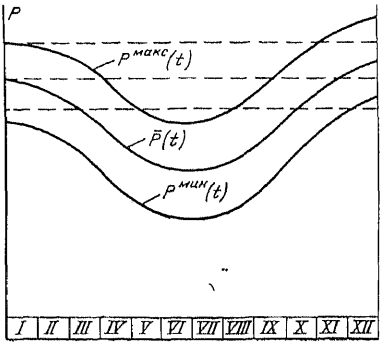


Рис. 11.2. Годовые графики нагрузки энергосистемы.

Зная графики нагрузки и потери энергии 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 в основных узлах системы. Это требует передачи из сети потребителям не только активной мощности, но и реактивной. 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.

Подробнее со способами прогнозирования можно ознакомиться в специальной литературе, например в [14].

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.

Используются графики максимальной, минимальной и среднесуточной нагрузки. Соответственно по оси ординат откладываются суточные максимумы, суточные минимумы и среднесуточные нагрузки.

На рис. 11.2 изображены такого рода графики. Площадь годового графика среднесуточных нагрузок $P_{сут}$ определяет, очевидно, годовое потребление энергии всеми приемниками энергии данной системы. Если система развивается, то к концу года ее нагрузка будет больше, чем в начале.

11.3.2. Надежность и резервы

Надежное по современным требованиям снабжение электроэнергией потребителей является важнейшей производственной функцией как энергетических систем, так и отдельных ее элементов. Одним из основных условий надежности энергосистем является ее 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 в последнее время дополняют и конкретизируют понятием живучести, т. е. *способностью системы не допускать развития отдельных нарушений режима в каскадное развитие аварий с распространением отключений энергоисточников значительного пространственного масштаба и связанным с этим массовым и длительным нарушением питания потребителей.*

Надежность энергетической системы в широком смысле характеризуется вероятностью сохранения электроснабжения всех ее потребителей энергией надлежащего качества (заданного уровня частоты и напряжения) и количества. Если такая надежность велика, то будет обеспечен высокий уровень надежности системы.

Надежность электроснабжения потребителей энергосистемы H определяется как *отношение разности количества электроэнергии, необходимого для полного удовлетворения спроса потребителей* $Э_п$, *и той частью* $\Delta Э$, *которая им в силу тех или иных причин недодается,*

к вырабатываемой энергии для полного удовлетворения потребителей, т. е.

$$H = \frac{Э_п - \Delta Э}{Э_п} 100\%. \qquad (11.6)$$

Нарушение электроснабжения может быть вызвано рядом случайных причин, в основе которых лежит дефицит мощности, являющийся следствием или различного характера аварий в системе и отдельных ее элементах (отключение генерирующего оборудования, линий электропередачи и т. п.), или ошибочного прогнозирования спроса мощности и энергии, или, наконец, стихийных бедствий, влекущих дефицит в энергоресурсах.

При этом, разумеется, следует учитывать и снижение качества энергии, в результате чего появляется ущерб у потребителей.

Так как во всех этих случаях причины нарушения питания потребителей носят случайный характер, то математической основой оценки надежности энергоснабжения должна являться теория вероятностей и тогда определение уровня надежности по (11.6) носит достаточно условный характер. Надежность может быть количественно оценена, если известны вероятностные характеристики случайных событий, влекущие за собой неудовлетворение спроса потребителей.

Вместе с тем возможность количественной оценки надежности еще недостаточна для того, чтобы установить требуемый в данном случае уровень надежности. Дело в том, что повышая затраты на создание и эксплуатацию резервных мощностей, увеличение числа цепей, питающих электроэнергией потребителей, подключение автоматических регуляторов возбуждения сильного действия и пр., можно повысить уровень надежности до какого угодно значения. Однако в каждом отдельном случае должен существовать определенный предел, выше которого повышать уровень надежности технически и экономически нецелесообразно.

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

При оптимальном уровне надежности H удельное снижение ущерба $dУ/dH$ должно равняться удельному

приросту расчетных затрат $dЗ/dH$, т. е.

$$\frac{dУ}{dH}=\frac{dЗ}{dH}. \tag{11.7}$$

Если H изменяется не непрерывно, а дискретно, то оптимальное значение его определяется на основе вариантного сопоставления. Но в обоих случаях необходимо знать размер ущерба, наносимого потребителям электроэнергии от ее недодачи. Ущерб, как отмечалось выше, есть категория случайная, поэтому в качестве расчетной величины его необходимо принимать математическое ожидание, определяемое по статистическим данным за определенный промежуток времени. К сожалению, в ряде случаев этих данных еще недостаточно, что затрудняет проведение расчетов.

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

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)*

$$N_{рез}=N_{расп}-P. \tag{11.8}$$

Резервная мощность может быть сосредоточена как на ГЭС, так и на ТЭС, равно как на тех и других, вместе взятых. Она может включать в себя резервную мощность, необходимую для покрытия всяких случайных пиков нагрузки (нагрузочный резерв) $N_{н.р}$ для замены оборудования, вышедшего из строя ввиду аварии (аварийный резерв) $N_{а.р}$, для возможности вывода части оборудования в ремонт (ремонтный резерв) $N_{р.р}$ и, наконец, для обеспечения энергией потребителей в случае превышения выпуска продукции или досрочного ввода в эксплуатацию новых объектов промышленного строительства (народнохозяйственный резерв) $N_{нх.р}$.

Такое разделение является достаточно условным, так как в энергосистеме имеется единый резерв, который может быть использован для разных целей. Оно оправдывается лишь тем, что облегчает определение необходимого резерва, его размещение по электростанциям

системы и отвечает общепринятой устоявшейся терминологии.

Нагрузочный резерв. Этот резерв, или, как его иногда называют, частотный, представляет собой мощность, необходимую для поддержания в системе заданного уровня частоты при внеплановых, носящих случайный характер, колебаниях нагрузки. Этот резерв, как показывает опыт эксплуатации, зависит от масштаба и характера потребителей и обычно колеблется в пределах от 4—5% для систем с максимумом нагрузки 3—5 млн. кВт до 1—1,5% для объединенных систем с нагрузкой, превышающей 25 млн. кВт. Чем больше установленная мощность энергосистем, тем меньше в процентном отношении требуется нагрузочный резерв. Наоборот, чем меньше система 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. Система в любой момент времени должна им располагать, для того чтобы подхватить случайно возникшую нагрузку. Это значит, что нагрузочный резерв должен быть сосредоточен на вращающихся агрегатах. С этой целью 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 ГЭС годичного и многолетнего регулирования.

Аварийный резерв. Этот резерв, как уже было отмечено, 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 или только ГЭС), практически не требует резерва энергоресурса. Действительно, в случае

выхода из строя агрегата ТЭС и при замене его резервным расход топлива в системе практически не изменится. Точно так же и замена аварийного агрегата ГЭС другим однотипным гидроагрегатом не повлечет за собой заметного изменения в расходе воды и самого режима ГЭС.

2. При правильной организации 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.

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

Из всего этого следует, что резервную мощность системы 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 неоправданна. Оптимальное решение о размещении резерва должно быть найдено расчетом на основе достижения минимума 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 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 убывать, до тех пор, пока при полной сработке не перестанут существовать совсем.

Кроме того, ограничения могут наложить и 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 большие, возможность послеаварийного наполнения водохранилища может быть существенно ограничена или даже полностью исключена. Аналогичные ограничения могут накладываться и другими водопотребителями и водопользователями, 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. Однако это восстановление может быть осуществлено лишь при продолжительном снижении выработки ГЭС в послеаварийном периоде 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.

Минимально необходимый аварийный резерв зависит от структуры энергосистемы, единичной мощности и аварийности агрегатов (или любого другого элемента энергосистемы). *Под аварийностью агрегата q при этом понимается вероятность выхода его в аварию*, определяемая как отношение числа часов аварийного простоя (или ремонта) $h_{ав}$ ко всему календарному времени работы агрегата за вычетом периода планового ремонта, т. е.

$$q = \frac{h_{ав}}{h_{ав} + h_{раб}}. \qquad (11.9)$$

Нетрудно видеть, что понятие аварийности тождественно понятию вероятной относительной длительности аварийного простоя агрегата. Соответственно вероятность рабочего состояния (вероятная относительная длительность безаварийного состояния) определяется как

$$P = 1 - q = 1 - \frac{h_{ав}}{h_{ав} + h_{раб}}. \qquad (11.10)$$

На основе анализа статистического материала Энергосетьпроектом разработаны нормы аварийного простоя агрегатов различных типов. Согласно этим нормам для гидрогенераторов q=0,5%, для пиковых ТЭС 1,0—2,0%, для тепловых агрегатов с поперечными связями 2,0%. Для всех этих типов агрегатов q не зависит от срока эксплуатации, для блочных агрегатов q колеблется от 12% для неосвоенных до 4% для агрегатов, освоенных производством и эксплуатирующихся не менее 4 лет.

Для группы n однотипных агрегатов аварийность любого их числа определяется по формуле

$$(P + q)^n = P^n + nP^{n-1}q + \frac{n(n+1)}{1 \cdot 2} P^{n-2}q^2 + \ldots + q^n = 1, \qquad (11.11)$$

где P^n — вероятность отсутствия аварии; $nP^{n-1}q$ — вероятность аварии с одним агрегатом и т. д.

Вероятность аварийного выхода m агрегатов из общего числа n будет равна:

$$P_m = \frac{n!}{m!(n-m)} q^m (1-q)^{n-m}. \qquad (11.12)$$

Из (11.12) видно, что вероятность выхода в аварию одновременно нескольких агрегатов по мере увеличения их числа быстро уменьшается. Размер аварийного резерва при наличии небольшого числа агрегатов в системе, очевидно, должен быть таким, чтобы он мог заменить вышедший в аварию наиболее мощный агрегат.

Кроме возможности определения относительного аварийного простоя 1, 2, 3, ..., m агрегатов, (11.12) позволяет определить и снижение простоя при установке 1, 2, 3, ..., z резервных агрегатов.

Экономическое обоснование аварийного резерва основывается на оценке эффективности установки последовательных по счету аварийных агрегатов в функции расчетных затрат на их сооружение $З_{агр}$ и обеспеченного снижения ущерба от аварийной недодачи потребителю $У$,

Имеющиеся для подобных расчетов различные методы являются достаточно громоздкими (особенно при большом количестве агрегатов в системе) и обычно требуют больших затрат ручного и даже машинного счета. Кроме того, ввиду известной неопределенности исходной информации результат расчетов также страдает отсутствием необходимой детерминированности. В силу этого на стадии предварительных расчетов аварийный резерв для современных мощных энергосистем обычно принимается от 3 до 8% максимальной нагрузки. Чем больше установленная мощность энергосистемы, тем меньше относительное значение аварийного резерва.

Практика эксплуатации энергетических систем различных параметров показывает, что при дефиците пиковых мощностей в системе аварийный резерв может частично или полностью переходить в рабочую мощность и использоваться для покрытия пиков нагрузки. При напряженном топливно-энергетическом балансе особое значение имеет аварийный резерв, сосредоточенный на ГЭС.

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, когда подобные работы связаны с частичной или полной разборкой агрегатов, что ведет к длительному простою.

Текущий ремонт агрегатов проводится в каждом месяце и обычно в дни с пониженной нагрузкой. В связи с этим в энергосистеме проектируется специальный резерв для агрегатов с поперечными связями до 4% мощности системы, а для блочных до 6—8%. ГЭС сезонного регулирования в периоды работы в пике графика нагрузки не нуждаются в резерве на осуществление текущего ремонта, так как для этого имеется достаточно времени в периоды вынужденных остановок.

Капитальный ремонт основного оборудования должен осуществляться в определенные сроки. Так, обычно считается, что после года начальной эксплуатации все оборудование должно пройти капитальный ремонт. В дальнейшем паровые котлы должны ремонтиро-

ваться через каждые 1—2 года, паровые турбины — 1 раз в 2 года; генераторы — через 2—3 года, гидротурбины — через 4 года эксплуатации.

Обычно среднегодовые нормы простоя в капитальном ремонте для гидроагрегатов принимаются 0,25—0,5 мес, для тепловых агрегатов с поперечными связями — 0,5 мес, а для блочных агрегатов — 1 мес. В настоящее время ряд энергетических объектов достигли более высоких показателей.

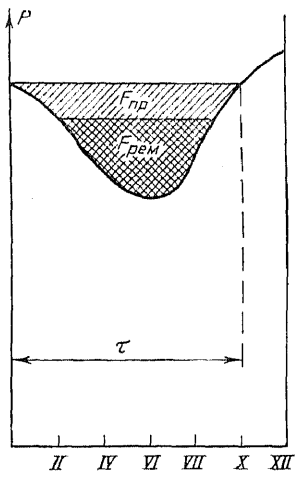


Рис. 11.3. Площадь провала графика нагрузки и необходимая ремонтная площадь.

Капитальный ремонт должен осуществляться в основном в период провала нагрузки, когда на электростанциях имеются неиспользованные мощности. Так, из рис. 11.3, 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 $F_{рем}$.

На ремонтный резерв существенное влияние оказывает конфигурация годового графика нагрузки энергосистемы и характер внутригодового роста ее располагаемой мощности. При отсутствии прироста мощности си-

стемы (статический график) осуществление капитального ремонта нередко вызывает значительные трудности. Ясно, что резервная мощность будет всегда дублирующей (см. § 21.2).

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

Народнохозяйственный резерв. Этот вид резерва мощности, как было указано выше, предназначен для покрытия сверхпланового превышения нагрузки, являющегося следствием превышения плана выпуска продукции и сверхпланового роста электропотребления. Народнохозяйственный резерв требует полного обеспечения энергоресурсов (воды или топлива). Обычно считается, что необходимый народнохозяйственный резерв составляет не менее 1—2% установленной мощности системы при среднегодовом росте электропотребления около 10% и возможности перевыполнения плана на 10—20%.

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

Таким образом, суммарный необходимый резерв мощности в энергосистеме без учета народнохозяйственного резерва должен составлять

$$N_{\text{рез}}=N_{\text{п.р}}+N_{\text{а.р}}+N_{\text{р.р}}. \qquad (11.13)$$

Подчеркнем еще раз, что *все три вида резервов в определенных условиях взаимосвязаны и взаимозаменяемы.* Наиболее целесообразное размещение оперативного резерва (нагрузочный плюс аварийный) с точки зрения обеспечения максимальной надежности определяется технико-экономическими характеристиками тех электростанций конкретной системы, которые обеспечивают с необходимой оперативностью включение нужной величины резервной мощности. Однако во всех случаях предпочтение следует отдать размещению оперативного 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.

11.3.3. Балансы мощности и энергии

Одной из основных особенностей электроэнергетического производства 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 аккумулирования электроэнергии в необходимых масштабах (за исключением ГАЭС). 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 сводится к тому, что в любой момент времени t генерирующая мощность всех электростанций должна равняться суммарной нагрузке потребителей плюс потери в сетях:

$$\sum_{i=1}^{I} N_i(t) = \sum_{\nu=1}^{N} P_\nu(t) + \sum_{\mu=1}^{M} \Delta P_\mu(t), \qquad (11.14)$$

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 автоматическим регулированием режима системы, и всякое нарушение его может привести к тяжелым системным авариям.

Рассмотрим кратко основные элементы баланса мощности. Мощность, которую должны развивать электростанции системы в каждый момент времени для удовлетворения спроса потребителей (планового), носит название рабочей мощности системы $N_{\text{раб.с}}$. Максимальное значение $N_{\text{раб}}^{\text{макс}}$, как правило, не может быть равным (и тем более больше) значению установленной мощности, что обусловливается необходимостью резервирования части мощности на тот случай, когда по каким-либо причинам она не сможет быть отдана потребителю (аварии, ремонт и т. д.).

Таким образом, минимально необходимое значение установленной мощности электрических станций энергосистемы должно определяться суммой максимального возможного пика нагрузки (рабочей мощности) и пол-

ного резерва, определяемого согласно выражению (11.13), т. е.

$$N_{\text{уст.с}}^{\text{мин}} = N_{\text{раб.б}}^{\text{макс}} + N_{\text{рез.с}}. \qquad (11.15)$$

Так как для бесперебойного снабжения потребителей система не может иметь установленную мощность меньше $N_{\text{уст}}^{\text{мин}}$, то при проектировании всякое перераспределение ее между ГЭС и ТЭС должно сопровождаться сохранением соответствующего баланса. В этом случае уменьшение установленной мощности ГЭС повлечет за собой соответствующее (обычно большее) увеличение установленной мощности ТЭС и наоборот.

Часть установленной мощности ГЭС, которая не может быть уменьшена без соответствующего увеличения мощности ТЭС, носит название вытесняющей мощности. В соответствии с этим вытесняющая мощность должна включать

$$N_{\text{выт}} = N_{\text{раб.с}}^{\text{макс}} + N_{\text{рез}}. \qquad (11.16)$$

В энергетических системах в некоторых случаях оказывается выгодным иметь установленную мощность несколько больше, чем $N_{\text{уст}}^{\text{мин}} = N_{\text{выт}}$. 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 $N_{\text{дуб.с}}$. Ясно, что при этом вся установленная мощность системы $N_{\text{уст.с}}$ одновременно никогда использоваться не будет.

Дублирующую мощность обычно устанавливают на ГЭС и, как правило, в тех случаях, когда сток реки мало зарегулирован. В этом случае установленная мощность ГЭС, выбранная по условиям межени, получилась бы сравнительно небольшой, в результате чего имелись бы неоправданно большие холостые сбросы воды (см. гл. 13). 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 станциями, т. е. экономию топлива. Целесообразность

установки дублирующей (сезонной) мощности определяются энергоэкономическими расчетами (см. § 20.2).

Таким образом, установленная мощность ГЭС

$$N_{\text{уст.гэс}}=N_{\text{выт.гэс}}+N_{\text{дуб.гэс}}. \qquad (11.17)$$

Легко представить, что на любой электростанции могут быть случаи, когда часть ее мощности в данное время не сможет быть использована. Сюда относятся прежде всего случаи, когда часть оборудования находится в плановом или аварийном ремонте. Кроме того, для ГЭС это может иметь место (см. гл. 8), когда при определенных гидрологических условиях и положении уровня верхнего бьефа ГЭС не может выдать необходимую мощность из-за нехватки напора или расхода. Такое же положение может возникнуть из-за отсутствия топлива или плохого его качества. Эту часть мощности называют связанной $N_{\text{связ}}$.

Отметим, что связанная по гидрологическим условиям мощность ГЭС обычно может быть использована энергосистемой в качестве синхронных компенсаторов для выработки реактивной энергии и улучшения коэффициента мощности $\cos\varphi$. В этом случае свободные генераторы работают как синхронные электродвигатели, вращая в воздухе (или в воде) рабочие колеса турбин.

Часть установленной мощности, которая может быть использована в данный момент, носит название располагаемой мощности $N_{\text{расп}}$.

Наконец, вследствие разности между располагаемой и используемой в данный момент мощности в системе образуется свободная мощность $N_{\text{своб}}$.

Располагаемую мощность энергосистемы и ее генерирующих элементов можно представить как состоящую из рабочей, резервной и свободной мощности

$$N_{\text{расп.с}}=N_{\text{раб.с}}+N_{\text{рез}}+N_{\text{своб.с}}. \qquad (11.18)$$

На основе (11.17) с учетом (11.16) полную установленную мощность энергосистемы, состоящей из ГЭС и ТЭС (включая АЭС), можно определить равенством

$$N_{\text{уст.с}}=N^{\text{макс}}_{\text{раб.гэс}}+N_{\text{рез.гэс}}+N_{\text{дуб.гэс}}+N^{\text{макс}}_{\text{раб.тэс}}+N_{\text{рез.тэс}}, \qquad (11.19)$$

где

$$N^{\text{макс}}_{\text{раб.гэс}}+N_{\text{рез.гэс}}+N_{\text{дуб.гэс}}=N_{\text{уст.гэс}}; \qquad (11.20)$$

$$N^{\text{макс}}_{\text{раб.тэс}}+N_{\text{рез.тэс}}=N_{\text{уст.тэс}} \qquad (11.21)$$

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 за каждые сутки мощности.

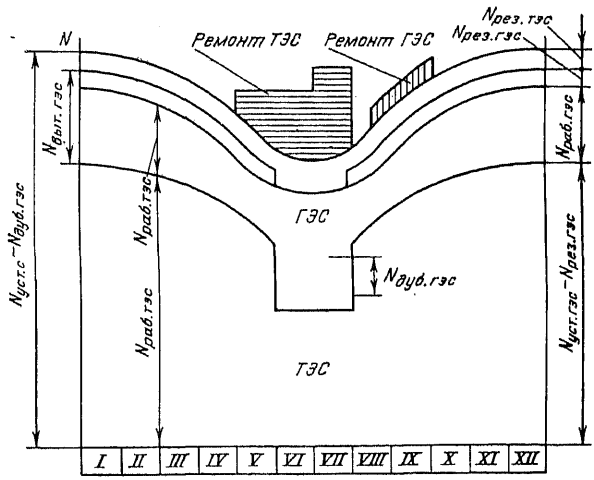


Рис. 11.4. Годовой баланс мощности энергосистемы.

На рис. 11.4 представлен график баланса мощности энергосистемы при отсутствии ремонтного и народнохозяйственного резервов, а также прироста мощности системы в году. На этом же графике для простоты рассмотрения не показана работа ГЭС в базе графика нагрузки, где также должны располагаться и АЭС.

Очевидно, что суточный баланс мощности энергосистемы, являющийся основой всех энергетических расчетов, будет одновременно являться и суточным *балансом энергии*.

В общем случае балансы энергии и мощности системы всегда тесно связаны между собой. Нельзя изменить баланс энергии, не изменив баланса рабочих мощностей, и наоборот. Это означает, что эти балансы нельзя составлять независимо друг от друга.

Годовой баланс энергии системы может быть представлен в такой же форме, как суточный. Однако для этого потребовалось бы соединить последовательно 365 суточных графиков, что привело бы к невозможно-

сти его использования. Поэтому годовой баланс энергии строится в виде графика изменения среднесуточных мощностей. Так как $Э_{сут}=24\,N_{сут}$, то площадь графика среднесуточной нагрузки выражает в некотором масштабе выработку энергии в течение этого промежутка времени. Теряемая при этом наглядность связи баланса энергии с балансом рабочей мощности восполняется дополнительно строящимися графиками суточного баланса для ряда характерных суток.

Исходя из сказанного, уравнение баланса энергии энергосистемы для любого промежутка времени в общем виде можно выразить следующим образом (без учета потерь в сетях):

$$Э_{с}=Э_{гэс}+Э_{тэс}; \qquad (11.22)$$

$$N_{с}=N_{гэс}+N_{тэс}. \qquad (11.23)$$

В предшествующих рассуждениях не учитывалось, что при передаче энергии часть ее будет неизбежно потеряна и потребитель всегда получит ее меньше, чем выработано на электростанциях. Поэтому если выполненные балансовые соотношения относить к потребителю, то они должны быть дополнены значениями соответствующих потерь электроэнергии в ВЛ и собственных нужд электростанций.

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 неэнергетических участников энерговодохозяйственного комплекса водой, при которых народное хозяйство получит наибольший экономический эффект.

Исходя из этого система должна удовлетворять следующим основным требованиям:

бесперебойное электроснабжение потребителей как по количеству электроэнергии, так и мощности;

надежность электроснабжения;

качество энергии;

наибольшая экономичность режима.

Неудовлетворение потребителей по энергии и мощности в современных условиях означает нарушение равенства между вырабатываемой электроэнергией и

потребляемой, т. е. нарушение рассмотренных выше балансовых соотношений, и приводит, как правило, к тяжким последствиям, граничащим в отдельных случаях с катастрофическими.

Не трудно видеть, что некоторые из перечисленных требований противоречат друг другу; так, обеспечение наибольшей экономичности режима может противоречить осуществлению требования оптимального уровня надежности или поддержания надлежащего качества энергии и т. д. Однако эти противоречия носят характер кажущихся, так как практически их легко преодолеть, исходя из конкретных условий.

11.4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ГЭС В СОСТАВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМ

Гидроэлектростанция при работе в энергетической системе по определенному режиму влияет на режим других электростанций и, следовательно, определяет количество расходуемых энергетических ресурсов. Отсюда при оптимизации режима ГЭС по некоторому целесообразному для системы критерию мы можем обеспечивать наивыгоднейший режим системы в целом. При этом *критерий оптимальности* или, как его иногда называют, *показатель качества*, поскольку он представляет собой числовую характеристику, должен отражать не только основное назначение рассматриваемой системы, но и условия ее работы и характер используемой информации, т. е. эффективность выполнения поставленных перед системой задач. Чем полнее критерий отражает эти требования, тем больше его эффективность и практическая ценность.

Процедура оптимизации по заданному критерию оптимальности, т. е. определение его экстремального значения, может осуществляться различными методами, на основе привлечения различного математического аппарата. Выбор метода зависит от свойств математической модели объекта (процесса) оптимизации, вида и совокупности параметров, подвергающихся оптимизации, различных технологических ограничений, накладываемых на качество процессов в системе и их количественные показатели.

Следует отметить, что, как правило, существующие методы нахождения экстремумов позволяют выявить в допустимой зоне изменения переменных лишь один

экстремум. Если в этой области имеется несколько экстремумов (многоэкстремальная задача), то определение глобального экстремума (например наибольшего из максимумов) представляет довольно сложную проблему, непреодолимую без существенного усложнения алгоритма вычислений.

Итак, планируя оптимальный режим и управляя им, мы добиваемся наибольшей эффективности функционирования системы.

Математически общая задача оптимального планирования управляемыми процессами одноцелевой системы может быть представлена следующим образом. Пусть имеется некоторая физическая система (объект управления), состояние которой в момент времени t однозначно определяется некоторым многомерным вектором $\mathbf{X}(x_1, \ldots, x_n)$. При этом фазовые координаты $x_i\, i \in [1, n]$ являются функцией времени $x_i(t)$.

Так как система — управляемая, то под определенным воздействием она может переходить из одного состояния в другое с определенной степенью эффективности с точки зрения поставленной цели в необходимости изменения этого состояния. Это воздействие также можно представить в виде некоторого многомерного вектора $\mathbf{U}(u_1, \ldots, u_m)$, где управляющие параметры (управления) также являются функцией времени $u_j(t)\, j \in [1, n]$. При этом управления могут быть непрерывными, многоэтапными или одноэтапными. В первом случае управления являются непрерывной функцией времени t, во втором — на каждом этапе оптимизации ищется набор параметров, определяющих управления. В третьем случае весь процесс рассматривается как один этап и отыскивается набор параметров, характеризующих управления. Изменение вектора управления $\mathbf{U}$, т. е. его параметров, называют алгоритмом управления.

Перевод системы из одного состояния в другое оценивается некоторым критерием оптимальности (целевой функцией) $\mathbf{Y}(\mathbf{X}, \mathbf{U})$.

В процессе изменения состояния системы на ее фазовые координаты и управления могут быть наложены некоторые ограничения, определяющие допустимые области их значений

$$x_i(t) \in x_i(t)^{\text{доп}}; \tag{11.24}$$

$$u_j(t) \in u_j(t)^{\text{доп}}. \tag{11.25}$$

Эти ограничения могут быть выражены как в форме равенств, так и в форме неравенств. И в том и в другом случае они могут быть линейными и нелинейными. Если они выражаются в форме равенств (уравнения связи), то в общем случае их можно представить в следующем виде:

$$\mathbf{L}_l(\mathbf{X},\ \mathbf{X}',\ \mathbf{U})=0\ \ l\in[1,\ k]. \qquad (11.26)$$

Если они выражаются в форме неравенств, то общий вид их будет

$$\mathbf{A}_r(t)\leqslant\mathbf{C}_r(\mathbf{X},\ \mathbf{X}',\ \mathbf{U})\leqslant\mathbf{B}_r(t);\ r\in[1,\ p]. \qquad (11.27)$$

Здесь вектор $\mathbf{X}'$ — производная $\mathbf{X}$ по независимой переменной t; векторы $\mathbf{A}$ и $\mathbf{B}$ отражают предельные значения $\mathbf{X}$ и $\mathbf{U}$, а r — вид ограничения.

При этих предпосылках общая задача оптимального управления может быть сформулирована следующим образом. Требуется найти такое в некотором смысле оптимальное управление $\mathbf{U}$, под воздействием которого при соблюдении заданных ограничений, определяемых функциями (11.26) и (11.27), система из начального состояния $\mathbf{X}_0=\mathbf{X}_0(t_0)$ перейдет в конечное $\mathbf{X}_к=\mathbf{X}_к(t_к)$ и при этом критерий оптимальности $\mathbf{Y}$ достигнет своего экстремума:

$$\mathbf{Y}=\mathbf{Y}(\mathbf{X},\ \mathbf{U})\Rightarrow\text{extr}. \qquad (11.28)$$

Нахождение экстремума целевой функции (11.28) является предметом одного из основных разделов вычислительной математики — математического программирования. Поскольку целевая функция (11.28) объективно отражает протекание исследуемого процесса, постольку она является его математической моделью и в качестве последней может быть линейной или нелинейной, детерминированной или стохастической, с последействием или без последействия. Каждая из этих разновидностей определяется как самой задачей, так и ее постановкой; в частности, характером исходной информации.

Описанная постановка задачи относится к детерминированной, при которой вся исходная информация имеет достоверное значение (см. § 11.4.3). Однако процесс, происходящий в смешанной энергетической системе, является вероятностным в том смысле, что он протекает под воздействием ряда случайных факторов (речной сток, нагрузка потребителей, располагаемая

мощность, состав агрегатов и т. д.) и что вследствие этого нельзя точно предвидеть предстоящего состояния системы, вследствие чего результаты оптимизации теряют свою достоверность. В силу этого в таких случаях при оптимизации режима энергосистем обычно находится режим, имеющий характер среднего.

Для оценки ожидаемого среднего эффекта теория статистических решений предлагает в качестве критерия применять математическое ожидание. В этом случае целевая функция (11.28) запишется в следующем виде:

$$Y = MY(X, U, Z) \Rightarrow \text{extr}, \qquad (11.29)$$

где Z — вектор внешних, возмущающих воздействий (помех).

При отыскании экстремума (11.29), естественно, должны учитываться все ограничения, накладываемые на X и U.

В таком общем виде задача нахождения алгоритмов управления еще не решена. Однако применительно к конкретным случаям имеется ряд методов, позволяющих с некоторыми допущениями находить необходимые решения. Разумеется, что эти методы являются существенно сложнее детерминированных.

При практическом использовании описанной математической постановки задачи необходимо учитывать следующее обстоятельство.

Суточный режим ГЭС, имеющей водохранилище длительного регулирования, будет в числе прочих факторов зависеть от уровня водохранилища на рассматриваемые сутки. Этот уровень определяется режимом водохранилища за длительный период регулирования, который рассчитывается (см. § 13.4) по среднеинтервальным характеристикам. Поэтому оптимизация суточных и длительных режимов должна осуществляться в тесной взаимосвязи, т. е. неразрывно.

Однако такой путь решения практически неосуществим. Во-первых, потому, что это была бы крайне громоздкая задача, а во-вторых, исходная информация для суточной и длительной оптимизации (см. гл. 12 и 13) имеет различный характер, что неизбежно влечет за собой различие в методах решения. Так, при оптимизации суточных режимов исходная информация должна учитывать режимы напряжений и реактивной мощности, изменение, как правило, напора в результате колебаний

уровня нижнего бьефа и т. п. При оптимизации длительных режимов исходная информация несет больше элементов случайности, чем суточных режимов, поэтому расчеты, связанные с длительным регулированием стока, осуществляются по данным, имеющим другой характер как по своей сути, так и по степени детализации. В связи с этим указанная выше информация, необходимая для расчета суточного режима, становится ненужной для расчета длительного режима. Вместе с тем для расчета длительного режима необходима, как правило, информация, отражающая состояние динамического объема рассматриваемого водохранилища, данные о времени добегания волны расхода (в каскадной схеме), гидрограф приточности и т. д., что не учитывается при суточной оптимизации ГЭС (чисто суточного регулирования мы не рассматриваем). Кроме того, имеются различия как в конкретной формулировке, так и в характере учитываемых ограничений.

Наконец, использование при длительной оптимизации малых интервалов времени (сутки) значительно увеличило бы размерность задачи.

Все это делает необходимым и правомерным деление (декомпозицию) общей задачи оптимизации режима энергосистемы на две самостоятельные: краткосрочную (обычно суточную) и длительную (обычно годичную).

Рассмотрим теперь возможные критерии оптимальности, пригодные для обоих видов задач.

11.4.1. Критерий оптимальности

Для рассматриваемой режимной задачи критерий оптимальности может иметь различные математические формы и соответствующие числовые показатели в зависимости от характера требований, предъявляемых системой для достижения наивыгоднейшего режима, а иногда и длительности регулирования.

Такой режим вовсе не обязательно должен обеспечивать экономический критерий (например, минимум затрат денежных средств на производство электроэнергии с заданным режимом ее потребления). В ряде случаев наивыгоднейший режим может диктоваться соображениями, лишь косвенно связанными (или совсем не связанными) с экономикой, например когда в системе стремятся расходовать возможно меньшее количество опре-

деленного (дефицитного), но отнюдь не самого дорогого вида топлива.

Вместе с тем, какой бы характер ни носил критерий оптимальности, соответствующий режим должен не только удовлетворять ему, но и обеспечивать сохранение на заданном уровне ряда других показателей, определяющих как качество электроэнергии (напряжение и частоту), так и необходимый уровень надежности ее производства, т. е. гарантировать выполнение требуемого режима электропотребления, включая соответствующий расход используемых энергоресурсов.

Качество электроэнергии и надежность энергоснабжения иногда выделяют в самостоятельные критерии оптимальности. Тогда в первом случае критерий сводится к поддержанию у потребителей наиболее выгодных значений напряжений, а иногда и частоты, во-втором, к обеспечению режимов, наилучшим образом исключающих возможность возникновения срыва энергоснабжения. В дальнейшем будем рассматривать только экономические критерии, как наиболее распространенные.

Критерий оптимальности прежде всего определяется гидрологическими условиями в рассматриваемом цикле регулирования, составом генерирующего оборудования и состоянием топливно-энергетического баланса.

Наиболее общей формой критерия обычной гидротепловой системы при нормальных условиях следует считать минимум суммарных издержек (затрат) на производство согласно заданному графику потребления необходимого количества электроэнергии:

$$И_l = \sum_{j=1}^{m} И_j + \sum_{l=1}^{n} И_l + И^*_{\text{с}} + У \Rightarrow \min, \quad (11.30)$$

где $И_j$ — издержки на j-й ТЭС; $И_l$ — издержки на l-й ГЭС; $И^*_{\text{с}}$ — суммарные системные (без станционных) издержки, т. е. издержки, связанные с эксплуатацией сетевых хозяйств, плюс все непроизводственные издержки; $У$ — суммарный ущерб от недовыданной (по количеству и качеству) электроэнергии плюс от снижения уровня надежности.

Проанализируем состав этой формулы. В настоящее время правильная оценка ущербов практически не представляется возможной, что вызывает трудности в оптимизационных расчетах. Вместе с тем, если не рассмат-

ривать гидрологические условия, выходящие за предел расчетной обеспеченности, т. е. маловодные годы и различные другие ненормальные и аварийные условия, то ущерб от недовыдачи требуемого количества электроэнергии будет отсутствовать. В аналогичных условиях он будет отсутствовать и от нарушений требований на воду со стороны неэнергетических участников комплекса, так как эти требования определены по условиям расчетной обеспеченности. Ущерб, появляющийся в результате нарушения качества электроэнергии, можно практически свести к нулю путем введения необходимых ограничений на параметры режима. Точно так же решается вопрос и о поддержании необходимого уровня надежности.

Итак, в нормальных условиях все возможные виды ущербов могут быть сведены к нулю (или близко к нулю) путем наложения соответствующих ограничений на параметры режима ГЭС и системы в целом. Само собой разумеется, что при этом предполагается, что тепловая энергетика не будет испытывать дефицит в энергетических ресурсах. В противном случае накладываемые на параметры режима ограничения будут просто невыполнимы, что повлечет за собой возникновение ущербов. Это положение мы будем рассматривать подробнее в § 13.3, а пока примем $У=0$.

Системные издержки $И^*_с$, связанные с передачей и распределением электроэнергии и непроизводственными общесистемными затратами, практически не зависят от режима работы системы и их можно считать постоянными. Практика эксплуатации ГЭС показывает, что издержки эксплуатации $И_l$ также практически постоянны и не зависят от режима. Издержки на тепловых станциях $И_j$ определяются прежде всего количеством сжигаемого топлива, что в свою очередь, является функцией их режима работы.

Издержки на АЭС, поскольку они имеют незначительный удельный вес в современных энергосистемах, здесь не рассматриваем. Однако при повышении удельного веса АЭС станет необходимым учитывать соответствующие издержки, так как для АЭС они зависят от режима еще в большей мере, чем для ТЭС. Только по одной этой причине атомные электростанции в современном конструктивном и технологическом исполнении будут всегда стремиться заставлять работать в базисной

части графика нагрузки, т. е. с равномерным режимом, близким к $N_{ном}$. Это положение еще в большей степени будет относиться к АЭС на быстрых нейтронах.

Таким образом, чтобы определить оптимальный режим гидротепловой энергосистемы, необходимо использовать следующее выражение:

$$И_с = \sum_{j=1}^{m} И_j + И^*, \qquad (11.31)$$

где $И^* = И^*_с + \sum_{l=1}^{n} И_l$ — суммарная постоянная составляющая всех системных издержек и издержек на ГЭС.

На практике обычно считают, что абсолютное значение $И^* \ll \sum_{j=1}^{m} И_j$, а топливная составляющая издержек на ТЭС (затраты, связанные с добычей, транспортом и сжиганием топлива) много выше остальных издержек на ТЭС, практически не зависящих от ее режима. Кроме того, постоянная составляющая всех издержек не играет никакой роли в процессе нахождения экстремумов. Поэтому эти издержки можно из дальнейшего рассмотрения исключить (при необходимости их можно легко учесть) и тогда (11.30) примет вид:

$$И_с = \sum_{j=1}^{m} И_{j\,топ} = \sum_{j=1}^{m} ц_j B_j \Rightarrow \min, \qquad (11.32)$$

где $И_{j\,топ}$ — топливная составляющая издержек j-й ТЭС; $ц_j$ — цена единицы топлива на j-й ТЭС; B — расход топлива в единицу времени на j-й ТЭС.

Таким образом, математическая модель общего критерия оптимальности, т. е. целевой функции, является по форме весьма простой.

Нетрудно видеть, что если на всех станциях системы сжигается один и тот же вид топлива, то критерий минимума суммарных издержек (т. е. топлива в стоимостном выражении) перейдет в критерий минимума расхода топлива в натуральном выражении. Однако, строго говоря, это не совсем верно, так как при наличии в системе разнотипного оборудования, установленного на ТЭС, и различных условий его транспортировки одинаковый вид топлива еще не приводит к одним и тем же затра-

там на его сжигание. Если же в системе используется разный вид топлива, то при оптимизации оно приводится к условному. Однако критерий минимума расхода условного топлива в весовых единицах может быть, очевидно, использован лишь в том случае, когда народнохозяйственная ценность (с точки зрения получаемого эффекта и дефицитности) каждого вида топлива одна и та же. Практически этого не может быть, так как равноценность всех используемых видов топлива есть не что иное, как наличие в народном хозяйстве неограниченных топливных ресурсов, могущих быть использованными в любой отрасли народного хозяйства и для любых нужд (в том числе и как первичное сырье). Обычно картина получается иная, а именно: государственные интересы диктуют необходимость организации особой системы расходования топливно-энергетических ресурсов в соответствии с ценностью (в данных конкретных условиях) каждого вида топлива. В этих условиях ставится задача экономии не топлива вообще, а прежде всего наиболее ценного его вида, а затем (опять-таки по степени ценности и дефицитности) уже всех других. Ясно, что такая система расходования топлива может дать результат оптимизации, отличающийся от того, который получается при экономии условного топлива, и, конечно, от результата, получаемого при минимизации топливных издержек.

Таким образом, при использовании критерия минимума расхода топлива в массовом выражении должна учитываться необходимость выполнения ряда ограничений в расходовании отдельных видов топлива. Иногда эти ограничения могут быть настолько жесткими, что задача переходит в поиск возможности наименьшего расходования только данного (наиболее ценного, т. е. дефицитного) вида топлива. Это топливо не обязательно должно быть и самым дорогим по стоимости, и тогда экономическая сторона, по крайней мере для системы, при такой оптимизации пропадает. В этих условиях рассматриваемый критерий не может служить объективным показателем экономичности режима системы, однако от этого он не перестает быть критерием.

Если далее предположить, что каждый киловатт-час вырабатываемой гидростанцией электроэнергии в любое время года вытесняет одно и то же количество условного топлива на тепловых станциях, то нетрудно видеть,

что критерий минимума расхода топлива (в массовом и стоимостном) выражении перейдет в критерий максимума выработки электроэнергии на шинах ГЭС. Однако в действительности этого практически не может быть, так как гидростанции в различное время года по условию баланса в системе и использования речного стока не могут вытеснять равноценное оборудование тепловых электростанций.

Кроме того, критерий максимума выработки гидроэнергии по существу предполагает, что потери в линиях электропередачи не зависят от режимов работы ГЭС, что также неверно.

Все это не позволяет считать критерий максимума выработки ГЭС с экономической стороны достаточно полноценным. Однако в условиях дефицита энергии в системе этот критерий будет отвечать требованию организации вполне оправданного режима.

Кроме того, опыт показывает, что в ряде случаев конечные результаты расчетов, полученные при использовании критерия максимума выработки, практически не отличаются от результатов, полученных при использовании критерия минимума расхода условного топлива (в массовом и стоимостном выражении). Здесь, конечно, определенную роль играет удельный вес ГЭС в энергетическом балансе системы. Однако для одной и той же системы совпадение результатов будет возрастать по мере уменьшения дефицита энергии в системе и увеличения избыточной (против расчетной) приточности. В пределе при наличии в системе значительных резервов по производству энергии результаты расчетов отличаться не будут, так как оборудование ТЭС всегда можно поставить в экономически наивыгоднейшие условия или в весьма близкие к ним.

Вместе с тем вычисление наивыгоднейшего режима работы системы по критерию максимума выработки гидроэнергии значительно проще, чем по критерию экономии топлива. Поэтому критерий максимума выработки гидроэнергии все еще находит достаточно широкое применение для случая, когда система работает практически без резерва энергии.

В последнее время отмечается ряд негативных сторон воздействия энергетики на окружающую среду. В частности, вызывает большую озабоченность непре-

рывное возрастание вредных выбросов в атмосферу сернистого ангидрида через дымовые трубы ТЭС.

Опыт показывает, что эти выбросы в известной мере зависят от режима работы ТЭС. Отсюда возможность использования нового критерия оптимальности режима энергосистемы — по минимуму вредного выброса ТЭС. Такой критерий носит не только экономический характер (поскольку снижение выбросов уменьшает коррозию строительных конструкций, оборудования и т. д.), но и улучшает санитарные условия прилегающей к ТЭС территории.

До сих пор мы рассматривали задачу оптимизации системы одноцелевого назначения. Если водохранилище ГЭС имеет комплексное значение, то осуществляемое им регулирование стока подчинено наиболее полному и экономически оправданному удовлетворению требований всех участников энерговодохозяйственного комплекса.

Так как эти требования из-за ограниченности ресурсов практически никогда не могут быть удовлетворены в полной мере, то появляется задача оптимизации их, т. е. установление наиболее целесообразных режимов использования водных ресурсов каждым участником комплекса (включая энергетику) по заданному критерию оптимальности.

11.4.2. Многоцелевая оптимизация

Для сложных многоцелевых систем, к которым принадлежит энерговодохозяйственный комплекс, имеются трудности в формировании общего критерия оптимальности. Однако формально такая возможность существует и суть ее сводится к следующему.

Общий критерий оптимальности представляется как некоторый векторный критерий $\mathbf{Y}(\mathbf{X})$, координатами которого служат частные критерии

$$\mathbf{Y}(\mathbf{X}) = \{y_1(\mathbf{X}),\ y_2(\mathbf{X}),\ \ldots,\ y_n(\mathbf{X})\} \Rightarrow \text{extr}, \qquad (11.33)$$

где вектор $\mathbf{X}$ определяет состояние системы; совокупность всех возможных состояний обозначим через $\mathbf{X}^*$.

Допустимое состояние $\mathbf{X}^{\text{доп}}$ *называется оптимальным по Парето, если не существует другого допустимого состояния, которое было бы для всех участников не хуже и хотя бы для одного — лучше, чем* $\mathbf{X}^{\text{доп}}$.

Иначе: состояние системы $\mathbf{X}^{\text{доп}}$ оптимально по Парето, если из соотношений

$$y_i(\mathbf{X}) \geqslant y_i(\mathbf{X}^{\text{доп}}) \quad i \in [1,\ n],\ \mathbf{X} \in \mathbf{X}^* \qquad (11.34)$$

следует равенство

$$y_i(\mathbf{X}) = y_i(\mathbf{X}^{\text{доп}}) \ . \qquad (11.35)$$

Многокритериальные (многоцелевые) задачи отыскания всех оптимальных по Парето состояний называют векторными задачами. Задачи, в которых имеется лишь один критерий, — скалярными, а оптимизация по одному критерию — субоптимизацией. В случае использования векторного критерия (11.33) задача становится обычной задачей отыскания условного экстремума. Если функции $y_i(\mathbf{X})$ вогнуты, а множество $\mathbf{X}^*$ замкнуто и выпукло, то для любого оптимума по Парето $\mathbf{X}^{доп}$ существуют неотрицательные числа [весовые коэффициенты, определяющие относительную ценность (весомость) i — его критерия], $v_1, \ldots, v_m$, не все равные нулю и такие, что максимум (минимум) суммы $\sum_{i=1}^{m} v_i y_i(\mathbf{X})$ на $\mathbf{X}^*$ достигается в точке $\mathbf{X}^{доп}$. *Обратно, если все $v_i > 0$, то вектор, максимизирующий указанную взвешенную сумму критериев оптимальности (целевых функций) на допустимом множестве, оптимален по Парето.*

В этом суть формальной возможности оптимизации многоцелевых систем. Формирование обобщенного векторного критерия и его оптимизация могут быть осуществлены одним из следующих способов:

1. Обобщенный критерий оптимальности представляется в аддитивной форме. Тогда процесс оптимизации сведется к максимизации (минимизации) выражения

$$Y = \sum_{i=1}^{m} v_i y_i \Rightarrow \text{extr}. \qquad (11.36)$$

Однако при этом предполагается, что все частные критерии y_i могут быть количественно оценены в единицах одной размерности. В действительности это возможно далеко не во всех случаях. Как например, оценить влияние режима водохранилища на проводимые культурный досуг и все спортивно-оздоровительные мероприятия в прибрежной зоне и акватории водохранилищ? А между тем это далеко не последний по значимости фактор в ряду полезного воздействия водохранилищ на социальные условия и окружающую среду. Кроме того, значение того или другого критерия может оцениваться показателями различной размерности. Все это создает значительные трудности в использовании обобщенного критерия (11.36).

В качестве выхода из этого положения предложен прием, сводящийся к искусственному приведению всех входящих в него частных критериев к единой размерности (точнее к безразмерному виду). Это достигается тем, что каждый из них с точки зрения степени достижения цели (относительной оценки y_i) в рассматриваемом состоянии системы оценивается некоторым безразмерным коэффициентом e_i $(0 \leq e \leq 1)$.

Тогда критерий оптимальности (11.36) примет вид:

$$Y = \sum_{i=1}^{m} v_i e_i \Rightarrow \text{extr}. \qquad (11.37)$$

Такая форма критерия может быть применена, *если весомость v_i не зависит от оценок e_i, т. е. если экстремальные значения част-*

ных критериев не изменяются при варьировании значениями e_i. Она выражает требования максимума обеспечения обобщенного критерия с учетом важности присущей ему совокупности целей (частных критериев). Использование ее позволяет получить одну простую эквивалентную модель, удобную для реализации с помощью известного математического аппарата оптимизации и ЭВМ. В этом основная суть так называемой многоцелевой оптимизации (подробнее см. [68, 70]).

Однако при этом возникает проблема масштабирования весовых коэффициентов, т. е. назначения численных значений v_i. Для этого может быть использован метод экспертных оценок, который сводится к определенному научно обоснованному назначению группы экспертов (высококвалифицированных специалистов) и разработке ими рекомендаций для принятия того или иного решения по поставленной задаче.

Практика показывает, что в обычных условиях относительные оценки можно принимать исходя из следующих положений.

При максимизации частного критерия y_i по принципу чем больше, тем лучше (прямые зависимости), используется формула

$$e_i = \frac{y_i - y_i^{\text{мин}}}{y_i^{\text{макс}} - y_i^{\text{мин}}}, \qquad (11.38)$$

а при минимизации, т. е. при использовании инверсных зависимостей (чем меньше, тем лучше),

$$e_i = \frac{y_i^{\text{макс}} - y_i}{y_i^{\text{макс}} - y_i^{\text{мин}}}. \qquad (11.39)$$

Форма целевой функции вида (11.37) не является единственной, возможны и другие формы, которые мы здесь не рассматриваем.

В качестве метода достижения экстремума целевой функции (11.37) можно использовать так называемый метод последовательных уступок, который при максимизации всех частных критериев заключается в следующем. В начале производится качественный анализ относительной важности всех частных критериев, на основании такого анализа критерии ранжируются, т. е. располагаются и нумеруются в порядке их относительной важности, так что главным является критерий $y_1(X)$, затем идет менее важный $y_2(X)$ и т. д.

Максимизируется первый по важности критерий $y_1(X)$ и определяется его наибольшее значение $y_1^{\text{макс}}$. Затем назначается допустимое снижение (уступка) этого критерия $\Delta_1 \geqslant 0$ и максимизируется второй по важности частный критерий при условии, что значение первого критерия не должно отличаться от максимального более чем на значение уступки, т. е. не должно быть меньше $y_1^{\text{макс}}(X) - \Delta_1$. Снова назначают уступки $\Delta_2 \geqslant 0$, но уже по второму критерию, и находят максимум третьего по важности критерия при условии, что значения первых двух критериев не отличались от ранее найденных максимальных значений больше, чем на значения соответствующих уступок. Далее подобным же образом поочередно используются все остальные критерии. При этом последний по важности критерий $y_n(X)$ максимизируется при условии, что значение каждого критерия $y_i(X)$ из $n-1$ предыдущих должно быть не меньше соответ-

ствующего значения $y_i^{\text{макс}}(X)-\Delta_i$. Оптимальной считают любую стратегию, которая получена при решении задачи отыскания условного максимума последнего по важности критерия из следующей последовательности:

$$\left.\begin{array}{l}
\text{1) найти} \\
\qquad y_1^{\text{макс}}(X)=\sup y_1(X) \\
\qquad X\in X^*; \\
\text{2) найти} \\
\qquad y_2^{\text{макс}}(X)=\sup y_2(X) \\
\qquad X\in X^*,\quad y_1(X)\geqslant y_1^{\text{макс}}(X)-\Delta_1; \\
\text{3) найти} \\
\qquad y_n^{\text{макс}}(X)=\sup y_n(X) \\
\qquad X\in X^*; \\
k_m(X)\geqslant y_m^{\text{макс}}(X)-\Delta_m \quad m=1,\ 2,\ \ldots,\ n-1.
\end{array}\right\} \qquad (11.40)$$

Рассмотренный метод многоцелевой оптимизации находит все большее признание и распространение. В оптимизации режимов его применение еще не вышло за рамки исследований.

2. Второй способ оптимизации обобщенного критерия (11.33) сводится к следующему. Из всей совокупности рассматриваемых показателей эффективности $y_i(X)$ по принципу важности выделяется какой-либо один, например $y_2(X)$, и считая, что все остальные должны удовлетворять определенным требованиям, производят его оптимизацию обычными методами математического программирования. Этот способ исключает необходимость весовых коэффициентов. В этом отношении он доступнее первого, поэтому широко используется во всех случаях, когда имеются вполне обоснованные требования со стороны других (кроме основного) его потребителей, которые необходимо выполнить. Однако при этом, как нетрудно видеть, исключается всякая возможность оптимизации всех частных критериев, ибо кроме основного, все остальные принимаются неизменными.

3. Когда целевая функция может быть представлена в аналитическом виде, зависящей от параметров системы $Y=Y(x_1, x_2, \ldots, x_n)$, поиск экстремума сводится также к обычной задаче математического программирования, характер которого будет определяться видом целевой функции.

Когда аналитическое выражение для целевой функции представить не удается, она представляется с помощью аппроксимирующего полинома. Однако коэффициенты его в этом случае могут быть получены только на основе статистической обработки материалов деятельности системы (идентификацию использовать нельзя, поскольку математическая модель неизвестна).

4. Если в исследуемой системе имеют место случайные процессы, то за обобщенный критерий можно принять вероятность p удовлетворения всем указанным требованиям

$$Y=p[y_1<y_{1\text{тр}},\ y_2\geqslant y_{2\text{тр}},\ y_3\leqslant y_{3\text{тр}}\ \ldots] \qquad (11.41)$$

и в процессе оптимизации добиваться максимума этого критерия.

11.4.3. Исходная информация

Энергетические системы, как было отмечено в § 11.1, являются кибернетическими системами открытого типа, т. е. они имеют внешние связи, вид и содержание которых заранее предвидеть не представляется возможным и которые существенно влияют на их функционирование. Поэтому оптимизация режимов, а в конечном счете и оптимальное управление режимами ГЭС, осуществляется в условиях известной неопределенности (с точки зрения неполноты и точности исходной информации). Это положение обусловлено прежде всего наличием элементов случайности в формировании естественного режима стока, графика нагрузки системы, в значениях располагаемых мощностей (равно как и состава оборудования) электростанций и используемых энергетических ресурсов. Таким образом, задачи оптимизации режимов ГЭС при длительном регулировании должны быть отнесены к области стохастического программирования. Однако это не исключает возможности при известных условиях и целях управления ставить решение задачи в детерминированной формулировке. *При этом главным условием такой постановки является наличие достоверной исходной информации (по крайней мере в основной своей части).*

По своему характеру исходная информация в общем случае делится на три основных вида: детерминированная, вероятностно-определенная, неопределенная.

К детерминированной информации относится та, которая задана совершенно однозначно, она не имеет случайной погрешности. В качестве такой информации применительно к рассматриваемой задаче может служить установленная мощность электростанций, схема и параметры линий электропередачи, параметры оборудования и сооружений и т. д. Иногда к этому виду относят данные, имеющие некоторую погрешность, но которая практически не сказывается на общей погрешности выходных данных (например, прогнозируемый с суточной заблаговременностью речной сток).

Вероятностно-определенная информация имеет вероятностное описание в виде функции распределения, кривых плотности распределения или кривых обеспеченности. Такая информация получается на основе стати-

стической обработки материала о прошедшем состоянии соответствующих величин или процесса. Иногда имеющийся статистический материал в силу своей недостаточности не позволяет получить точные вероятностные характеристики и в этом случае, строго говоря, такую информацию нельзя отнести к вероятностно-определенной. Примером вероятностно-определенной информации может служить описание режима речного стока, погрешность характеристик оборудования и т. п.

Неопределенная информация не имеет известного закона распределения вероятностей. Такая информация может быть задана только диапазоном возможных значений случайных величин без указания вероятности их появления. В некоторых случаях появляется возможность получить некоторые предположения о характере распределения и тогда она может быть задана серией возможных функций распределения. Такую информацию иногда называют частично-неопределенной.

При проведении оптимизационных расчетов может использоваться любой из указанных видов информации. Это будет определяться содержанием и постановкой задачи.

Глава двенадцатая

ОПТИМАЛЬНЫЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ РЕЖИМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА

12.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одной из основных особенностей суточного графика регулярной (плановой) нагрузки современных энергосистем является его неравномерность. Это предъявляет особые требования к режиму электростанций. Так, в периоды максимума нагрузки все электростанции практически загружаются полностью, за исключением резервных агрегатов. Все остальное время в течение суток нагрузка системы меньше максимальной.

В связи с этим и возникает задача поиска оптимального числа и состава оборудования электростанций, включенного под нагрузку, а также рационального способа ее распределения, т. е. задача, достаточно похожая

на рассмотренную в гл. 6. Однако задача оптимизации суточного режима энергосистемы несравненно сложнее задачи оптимизации внутристанционного режима ГЭС по многим причинам, в том числе из-за разнообразия типов электростанций, участвующих в покрытии нагрузки энергосистемы, сложности учета взаимовлияния режимов разных электростанций друг на друга, множества факторов, определяющих эффективность режима электростанций, нелинейности используемых зависимостей, огромного числа разного рода уравнений связи и ограничений режимов станций типа неравенств и т. д. Для гидростанций, кроме того, дополнительно должны учитываться требования к ее режиму со стороны ВХС. Свои специфические требования предъявляет экология.

В результате всего этого задачу оптимизации нормального краткосрочного режима энергосистемы следует отнести к векторным целочисленным, многоэкстремальным задачам нелинейного программирования.

Дополнительные сложности внесет учет вероятностного характера исходной информации при прогнозировании оптимальных суточных режимов энергосистемы.

С целью упрощения поиска решения используют различные математические приемы. Например, для уменьшения размерности задачи, а также учитывая сложившуюся структуру управления в энергетике, используют так называемый метод агрегирования. Суть его заключается в том, что в качестве основных элементов энергосистемы рассматриваются не отдельные агрегаты, а каждая электростанция в целом. При этом предполагается решенной задача внутристанционной оптимизации режимов этих станций.

Весьма сложна и проблема оценки эффективности сложной энергосистемы с различными типами электростанций. Учет требований ВХС и охраны среды превращает в ряде случаев задачу краткосрочной оптимизации в неформализованную. Решение последней возможно с привлечением методов квалиметрии.

Следует остановиться на том, что практически вся исходная информация, используемая в расчетах, обладает определенной погрешностью. В связи с этим любой результат, получаемый в расчетах краткосрочного режима энергосистемы, следует рассматривать не как детерминированный, а как наиболее ожидаемый.

Все сказанное выше относилось к так называемой эксплуатационной задаче или задаче планирования суточных режимов энергосистемы в условиях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). В отличие от нее для проектной задачи не требуется такой же детализации при учете всех особенностей режимов электростанций. Здесь можно и более приближенно проводить распределение нагрузки между станциями энергосистемы. Нагрузку можно считать заданной в одном эквивалентном узле. Суточный график нагрузки можно представить в виде кривой продолжительности ее и т. д.

Ни эксплуатационная, ни проектная задача не имеет решения в общем виде: оно может быть получено только численными методами. Отсюда необходимость знать математические особенности решаемых задач, определяемых во многом их постановкой. Не менее важно знать и физический смысл получаемого решения, позволяющего избежать грубых ошибок.

12.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Рассмотрим особенности энергетических характеристик различных электростанций, участвующих в покрытии суточного графика нагрузки системы, начиная с ТЭС, имеющих наибольший удельный вес в современных энергосистемах.

Все ТЭС, участвующие в регулировании нагрузки энергосистемы, делятся на два основных типа: вырабатывающие только электроэнергию (КЭС или ГРЭС, ГТУ) и вырабатывающие также дополнительно и тепловую энергию (ТЭЦ) (более подробно см. § 10.4).

Основным видом являются ТЭС, у которых рабочее тело — водяной пар с большой температурой и давлением (КЭС, ТЭЦ). Схема преобразования энергии в современном блочном теплоагрегате показана на рис. 12.1.

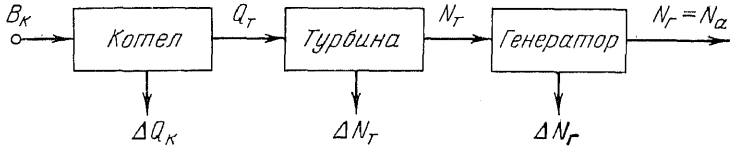


Рис. 12.1. Блок-схема преобразования энергии в блочном теплоагрегате КЭС.

В топках котла (котельного агрегата или парогенератора) сгорает органическое топливо, преобразующееся в тепло в виде технического пара с большой температурой и давлением. Затем энергия этого пара преобразуется в механическую энергию вращающейся турбины $N_т$, которая в генераторе преобразуется в электрическую $N_г$.

Современными видами топлива, используемого на ТЭС, являются газ, мазут, каменный и бурый угли, торф, сланцы.

На всех этапах преобразования энергии в теплоагрегате часть ее неизбежно теряется: в виде потерь тепла в котельном агрегате и в трубопроводах $\Delta Q^*_к$, потерь мощности в турбине $\Delta N_т$ и генераторе $\Delta N_г$. *Вид характеристик потерь энергии определяет и общие закономерности энергетических характеристик теплоагрегата в целом.*

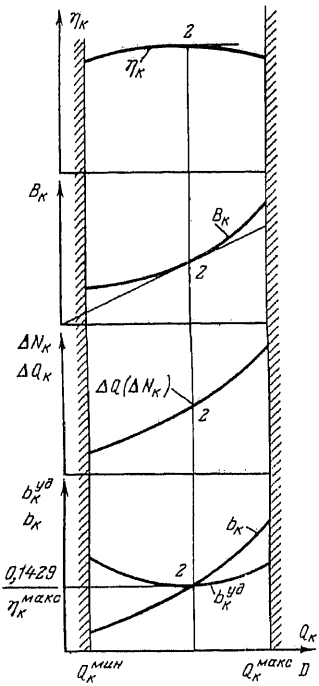


Рис. 12.2. Общий вид основных энергетических характеристик котлоагрегата.

Так же как и для гидроагрегатов, погрешность энергетических характеристик теплоагрегата оценивается в долях к. п. д. и зависит от метода его определения. Так, для котлоагрегата погрешность в к. п. д. может изменяться от 6 до 0,6—0,8% при одинаковой погрешности измерений, но разных методах расчета к. п. д. Наиболее точные результаты дает использование в расчетах характеристик потерь, т. е. реализации, так же как и на ГЭС, балансового метода.

Рассмотрим особенности энергетических характеристик основных этапов преобразования энергии в теплоагрегате.

На рис. 12.2 представлены в общем виде основные его энергетические характеристики в зависимости от $Q_к$ или $D_к$, т. е. расхода тепла, Гкал/ч, или расхода стандартного пара, т/ч. Заметим, что 1 т стандартного пара соответствует 0,640 Гкал или $Q_к = 1{,}56 D_к$.

---

* На ГЭС аналогичные потери энергии имеют место при транспортировке воды от водохранилища к турбине.

Основой для построения всех энергетических характеристик котлоагрегата взята зависимость потерь тепла $\Delta Q_к$ от полезной отдачи котла $Q_к$ или $D_к$.

В состав потерь тепла в котлоагрегате обычно включаются: потери тепла с уходящими в атмосферу газами, потери с механическим недожогом топлива, потери с теплом шлака для твердого топлива, потери энергии за счет ее использования на собственные нужды котла (тягодутьевые насосы, пылеприготовление) и т. д. Все современные котлы допускают изменение своей производительности в регулировочном диапазоне, определяемом в основном допустимой минимальной нагрузкой $Q_к^{мин}$.

Для твердого топлива эта нагрузка определяется устойчивостью процесса горения. Жидкое и газообразное топливо не накладывает особых ограничений на разгрузку котла. Однако и для них минимальная нагрузка должна быть не менее чем 40—50% $Q_к^{макс}$ из-за резкого ухудшения экономичности их работы.

Максимальная нагрузка котла определяется пропускной способностью его и термическими условиями работы топки. В целом к. п. д. нетто современных котлоагрегатов, работающих на газе, лежит в пределах 91—93%, а для пылевидного и твердого топлива — 86—89%.

Если зависимость $\Delta Q(Q_к)$ близка к параболе в рабочем диапазоне нагрузок, то $\eta_к(Q_к)$ по виду своему близка к рабочей характеристике гидротурбины, причем максимум к. п. д. котла обычно достигается при нагрузке, меньшей $Q_к^{макс}$ (см. точку *2* на рис. 12.2). Все параметры, показанные на рис. 12.2, связаны между собой следующими зависимостями:

$$Q_к^{под} = 7B_к; \tag{12.1}$$

$$\eta_к = \frac{Q_к}{Q_к^{под}} = \frac{Q_к^{под} - \Delta Q_к}{Q_к^{под}} = 1 - \frac{\Delta Q_к}{Q_к^{под}}; \tag{12.2}$$

$$B_к = \frac{1}{7} Q_к^{под} = 0{,}1429 \frac{Q_к}{\eta_к} = 0{,}1429\,(Q_к + \Delta Q_к) = B^0_к + \Delta B_к; \tag{12.3}$$

$$b_к^{уд} = \frac{B_к}{Q_к} = \frac{0{,}1429}{\eta_к} = 0{,}1429 + \frac{\Delta Q_к}{Q_к}; \tag{12.4}$$

$$b_к = \frac{dB_к}{dQ_к} = 0{,}1429 + \frac{d\Delta Q_к}{dQ_к} = b_к^{уд} + Q_к \frac{db_к^{уд}}{dQ_к}, \tag{12.5}$$

где $B_к$ — расход в условном топливе, т/ч; $Q_к^{под}$ и $Q_к$ — подведенное и полезное тепло, полученное от котлоагрегата с учетом потерь $\Delta Q_к$, Гкал/ч; 7 — коэффициент для пересчета т/ч в Гкал/ч; $\eta_к$ — к. п. д. котла с учетом собственных нужд в относительных единицах; $b_к^{уд}$ и $b_к$ — удельный и дифференциальный показатель котлоагрегата, т/Гкал.

Из (12.4) и (12.5) следует, что *удельная характеристика котла выпукла и в точке 2 достигает своего минимума при пересечении с выпуклой дифференциальной характеристикой.* В точке 2 $b_{к}^{уд}$ равно $b_{к}$ и соответствует $0,1429/\eta_{к}^{макс}$.

Для конденсационных турбин заводы-изготовители обычно дают энергетические расходные характеристики $B_{т}(N_{т})$ или $B_{т}(Q_{к})$ в виде кусочно-линейной зависимости, соответствующей такому уравнению

$$B_{т}=B_{х.х}+b'_{т}N_{т}+(b''_{т}-b'_{т})\ (N_{т}-N_{эк}),$$

где $B_{т}$ — расход условного топлива, т/ч; $B_{х.х}$ — расход топлива в режиме холостого хода, т/(ч·МВт); $N_{ном}$, $N_{т}$, $N_{эк}$ — номинальная, текущая и экономическая мощность турбины; $b'_{т}$ и $b''_{т}$ — относительный прирост расхода топлива в диапазонах нагрузок от $N_{т}^{мин}$ до $N_{эк}$ и от $N_{эк}$ до $N_{т.ном}$ соответственно.

На рис. 12.3 представлены в общем виде основные энергетические характеристики конденсационной турбины, полученные на основе использования следующих уравнений:

$$\eta_{т}=\frac{N_{т}}{N_{т}^{под}}=\frac{N_{т}}{Q_{к}}\ 0,86=1-\frac{\Delta N_{т}}{N_{т}^{под}}; \qquad (12.6)$$

$$N_{т}^{под}=\frac{Q_{к}}{0,86}=\frac{1}{0,86}\ Q_{к}^{под}\eta_{к}=8,13B_{к}\eta_{к}; \qquad (12.7)$$

$$N_{т}=N_{т}^{под}\eta_{т}=\frac{1}{0,86}\ Q_{к}^{под}\eta_{к}\eta_{т}=8,13B_{к}\eta_{к}\eta_{т}=N_{т}^{под}-\Delta N_{т}; \qquad (12.8)$$

$$b_{т}^{уд}=\frac{B_{т}}{N_{т}}=\frac{0,123}{\eta_{к}\eta_{т}}=\frac{1}{8,13\eta_{к}\eta_{т}}; \qquad (12.9)$$

$$b_{т}=\frac{dB_{т}}{dN_{т}}=b_{т}^{уд}+N_{т}\frac{db_{т}^{уд}}{dN_{т}}; \qquad (12.10)$$

$$\Delta N_{т}=N_{т}^{под}-N_{т}=N_{т}\left(\frac{1-\eta_{т}}{\eta_{т}}\right)=8,13B_{к}\eta_{к}\ (1-\eta_{т}); \qquad (12.11)$$

$$B_{к}=\frac{N_{т}}{8,13\eta_{к}\eta_{т}}=\frac{N_{т}^{под}}{8,13\eta_{т}}=\frac{N_{т}+\Delta N_{т}}{8,13\eta_{т}}=B^{о}_{т}+\Delta B_{т}, \qquad (12.12)$$

где $Q_{к}^{под}$, $Q_{к}$ — в Гкал/ч; $\eta_{т}$, $\eta_{к}$ — в относительных единицах; $N_{т}$, $N_{т}^{под}$, $\Delta N_{т}$ — в МВт; $B_{т}=B_{к}$ — расход топлива в котле в условных единицах, т/ч; $B^{о}_{т}$ — расход топлива в котле при $\eta_{т}$, равном 1,0;

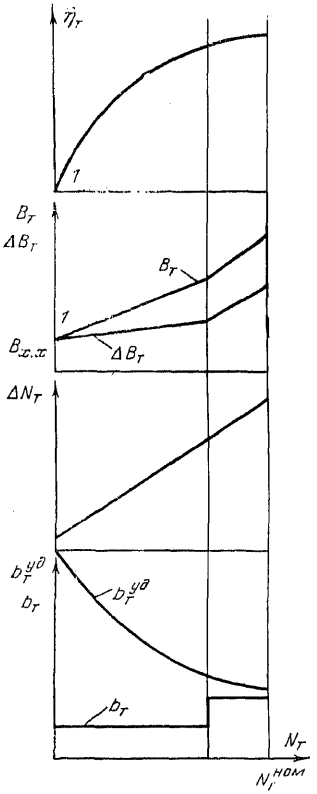


Рис. 12.3. Общий вид основных энергетических характеристик конденсационной турбины.

$\Delta B_т$ — потери топлива в турбине при $\eta_т \neq 1{,}0$; 0,86 — переводной коэффициент, равный количеству тепла в Гкал, которое соответствует 1 МВт·ч выработки энергии в турбине; 8,13 — низшая теплота сгорания топлива в условных единицах, МВт·ч/т.

Как следует из рис. 12.3, максимальные значения к. п. д. турбины достигаются при $N_{т.ном}$. Характеристики $\Delta B_т(N_т)$ и $\Delta N_т(N_т)$ выпуклы. Излом на расходной характеристике и скачкообразное изменение $b_т(N_т)$ объясняются включением перегрузочных клапанов и снижением экономичности турбины. Теоретически турбины не имеют технических пределов по минимальной нагрузке. Однако по условиям вибрации, расцентровке валов и резкому падению к. п. д. обычно нагрузку на турбину не снижают ниже 20—25% $N_{т.ном}$.

Следует заметить, что все энергетические показатели турбины зависят от изменения давления свежего пара и его температуры, температуры питательной воды, давления в конденсате и т. д.

Энергетические характеристики турбогенератора во многом похожи на соответствующие характеристики гидрогенератора (см. гл. 5).

На основе баланса мощностей в турбоагрегате в целом можно записать следующие выражения для его основных показателей:

$$\eta_а = \frac{N_г}{N_а^{под}} = \frac{N_г}{N_г^{под}} \frac{N_т}{N_т^{под}} \frac{N_к}{N_а^{под}} = \eta_г \eta_т \eta_к; \qquad (12.13)$$

$$N_г = N_а^{под} - \Delta N_к - \Delta N_т - \Delta N_г; \qquad (12.14)$$

$$b_а^{уд} = \frac{B_т}{N_г} = \frac{B_т}{N_т^{под}} \frac{N_т^{под}}{N_г^{под}} \frac{N_г^{под}}{N_г} = b_к^{уд} b_т^{уд} b_г^{уд}; \qquad (12.15)$$

$$b_а = \frac{dB_т}{dN_г} = \frac{dB_т}{dN_т^{под}} \frac{dN_т^{под}}{dN_г^{под}} \frac{dN_г^{под}}{dN_г} = b_к b_т b_г, \qquad (12.16)$$

где

$$N_{\text{а}}^{\text{под}} = \frac{1}{0{,}86} Q_{\text{к}}^{\text{под}};\ N_{\text{к}} = N_{\text{т}}^{\text{под}} = \frac{1}{0{,}86} Q_{\text{к}};\ \Delta N_{\text{к}} = \frac{1}{0{,}86} \Delta Q_{\text{к}}.$$

Схема расчета мощности $N_{\text{г}}$ при заданной $N_{\text{а}}^{\text{под}}$ показана на рис. 12.4. С учетом баланса мощностей в турбоагрегате (12.13)—(12.14) можно построить и энергетические характеристики агрегата в целом. Очевидно, что вид их будет определяться в основном характеристиками котла и турбины. Регулировочный диапазон этих

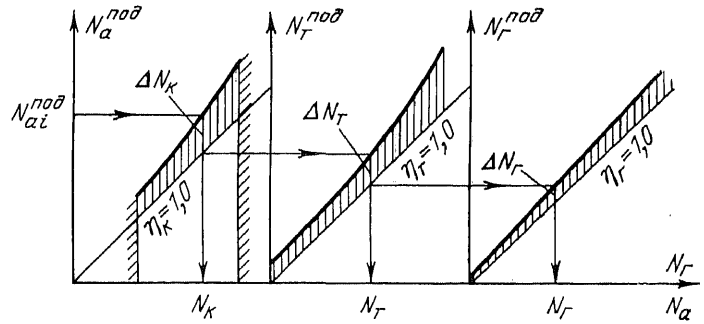


Рис. 12.4. Баланс мощности в турбоагрегате.

агрегатов ограничивается $N_{\text{тех.мин}}$, составляющий 30—40% и более $N_{\text{а.ном}}$ для газомазутного топлива и 60—70% — для твердого топлива.

Общий вид энергетических характеристик конденсационного турбоагрегата на газообразном и твердом топливе показан на рис. 12.5. Особенностью удельных и дифференциальных характеристик агрегата будет то, что $b_{\text{а}}^{\text{уд}}$ почти всегда больше $b_{\text{а}}$.

Значительно сложнее по своему виду энергетические характеристики теплофикационных турбин. Основные показатели их работы зависят не только от электрической нагрузки $N_{\text{г}}$, но и от отбора пара. Для этих турбин в зависимости от отбора пара изменяется и $N_{\text{тех.мин}}$. Это означает, что

энергетические характеристики теплофикационных агрегатов представляют собой семейство кривых, соответствующих разным значениям отбора пара (аналогично с учетом переменного напора на ГЭС).

Энергетические характеристики теплофикационной турбины с одним регулируемым отбором пара представлены на рис. 12.6.

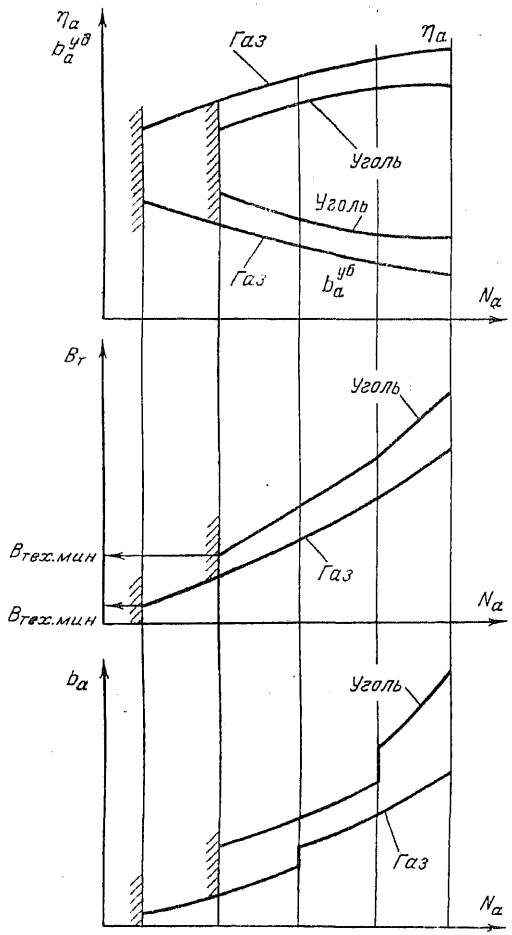


Рис. 12.5. Общий вид основных энергетических характеристик агрегата ТЭС.

Нижняя кривая с $D_{отб}=0$ соответствует работе турбины в конденсационном режиме. При увеличении отбора характеристика $B_т(N_т)$ перемещается параллельно самой себе вдоль линии *аб*.

Увеличение $D_{отб}$ ведет к снижению электрической мощности агрегата (для заданного B_i величина $N_а$ снижается с N'_i при $D_{отб}=0$ до N''_i при $D_{отб}\neq 0$).

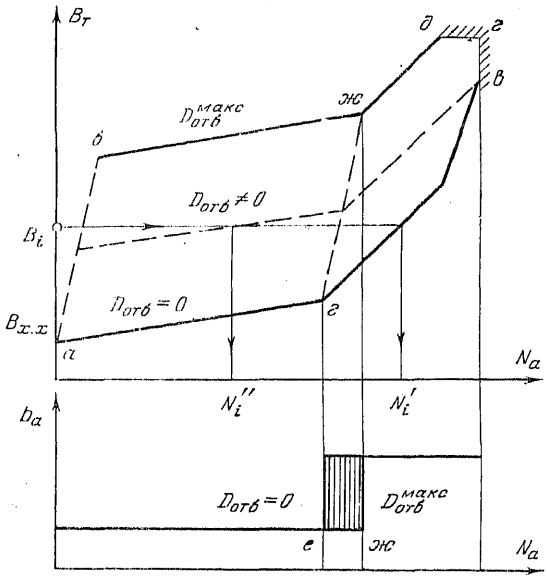


Рис. 12.6. Упрощенные энергетические характеристики теплофикационного агрегата с одним регулируемым отбором пара.

Предельная электрическая нагрузка на рис. 12.6 ограничивается мощностью генератора, а тепловая — пропускной способностью турбины (линии *вг* и *гд*). При изменении $D_{отб}$ от нуля до $D_{отб}^{макс}$ дифференциальная характеристика турбины не изменяет своего вида, соответствующего приведенному на рис. 12.3 для конденсационной турбины. Перемещается лишь координата точки включения перегрузочных клапанов (линия *еж*).

Рабочие характеристики ГТУ $[\eta_а(N_а)]$ по своему виду похожи на соответствующие характеристики конденсационной турбины (см. рис. 12.3). Максимальное значение к. п. д. ГТУ соответствует $N_{а.ном}$ и равно примерно 30%. Удельные расходы ГТУ значительно превосходят средние их значения для современных КЭС. Экономичность работы ГТУ существенно ухудшается при снижении ее нагрузки и при увеличении температуры наружного воздуха. Например, для ГТУ-100-750-2 $b_а^{уд} = 430$ г/(кВт·ч) при $N_{а.ном}$ (в 1,25 раза выше, чем на КЭС), а при $N_а = 0{,}3 N_{а.ном}$ величина $b_а^{уд}$ повышается до 720 г/(кВт·ч).

Агрегаты АЭС на тепловых нейтронах в небольших пределах могут регулировать нагрузку, так же как и КЭС. Однако при этом резко снижается их надежность, и в настоящее время они в основном предназначены для базовой зоны графика нагрузки.

Эквивалентная характеристика КЭС строится на основе решения задачи, аналогичной рассмотренной в гл. 6 для ГЭС. Однако здесь вопрос пуска-остановки какого-либо агрегата решается исходя из системных требований, а не требований оптимизации внутристанционного режима КЭС. С точки зрения энергетической значимости задача выбора состава и числа работающего оборудования ТЭС, так же как и для ГЭС, наиболее важна. Однако она не может быть решена аналитическими методами. В настоящее время для ее реализации применяются специальные методы целочисленного программирования. Последние базируются на использовании особенностей вида энергетических характеристик ТЭС для заданного числа и состава работающего теплового оборудования.

Для заданного числа и состава включенного под нагрузку оборудования КЭС его энергетические характеристики могут быть получены на основе решения следующей задачи.

Требуется распределить заданный график активной нагрузки на КЭС $N_{тэс}(t)$ между n работающими агрегатами по критерию минимума расхода условного топлива в каждый момент времени t, т. е.

$$B_{тэс}(t) = \sum_{i=1}^{n} B_{тi}(N_{тi}(t)) \Rightarrow \min \qquad (12.17)$$

при известных ограничениях типа равенств и неравенств

$$N_{\text{тэс}}(t) - \sum_{i=1}^{n} N_{\text{т}i}(t) = \varphi(t) = 0; \qquad (12.18)$$

$$N_{\text{т}i}^{\text{мин}}(t) \leqslant N_{\text{т}i}(t) \leqslant N_{\text{т}i}^{\text{макс}}(t). \qquad (12.19)$$

Иными словами, требуется найти решение задачи Лагранжа на условный экстремум (см. гл. 6). Составим целевую функцию вида

$$\Phi = B_{\text{тэс}}(t) + \lambda(t)\varphi(t) + Ш \Rightarrow \min, \qquad (12.20)$$

где $Ш$ — штрафные функции, введенные для учета ограничений (12.19) и рассчитываемые по формуле

$$Ш = \frac{1}{2}\left[\sum_{i=1}^{n} \mu_i (N_{\text{а}i}^{\text{мин}}(t) - N_{\text{а}i}(t))^2 \operatorname{Sg}(N_{\text{а}i}^{\text{мин}}(t) - N_{\text{а}i}(t)) + \right.$$

$$\left. + \sum_{i=1}^{n} \gamma_i (N_{\text{а}i}(t) - N_{\text{а}i}^{\text{макс}}(t))^2 \operatorname{Sg}(N_{\text{а}i}(t) - N_{\text{а}i}^{\text{макс}}(t))\right]. \qquad (12.21)$$

Необходимое условие экстремума — минимума Φ можно найти на основании решения следующих уравнений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial N_{\text{т}i}} = 0, \quad i = 1, 2, \ldots, n.$$

Оно будет иметь следующий вид:

$$b^*_{\text{а}1}(t) = b^*_{\text{а}2}(t) = \ldots = b^*_{\text{а}n}(t) = b^*_{\text{тэс}}(N_{\text{тэс}}(t)) = \lambda(t), \qquad (12.22)$$

где

$$b^*_{\text{а}i}(N_{\text{а}i}) = b_{\text{а}i}(N_{\text{а}i}) - \mu_i (N_{\text{а}i}^{\text{мин}} - N_{\text{а}i}) \operatorname{Sg}(N_{\text{а}i}^{\text{мин}} - N_{\text{а}i}) +$$

$$+ \gamma_i (N_{\text{а}i} - N_{\text{а}i}^{\text{макс}}) \operatorname{Sg}(N_{\text{а}i} - N_{\text{а}i}^{\text{макс}}). \qquad (12.23)$$

Достаточность полученных условий минимуму $B_{\text{тэс}}(N_{\text{тэс}}(t))$ обеспечивается положительностью знака второй производной $B_{\text{а}i}$ по $N_{\text{а}i}$.

Анализ уравнения (12.23) показывает, что практически оно соответствует представлению уже рассмотренной выше характеристики $b_{\text{а}i}(N_{\text{а}i})$ при $\mu_i \to \infty$ и $\gamma_i \to \infty$

следующим образом:

$$b_{ai} = \begin{cases} -\infty & \text{при } N_{ai} \leqslant N_{ai}^{\text{мин}}, \\ b_{ai}(N_{ai}) & \text{при } N_{ai}^{\text{мин}} < N_{ai} < N_{ai}^{\text{макс}}, \\ +\infty & \text{при } N_{ai} \geqslant N_{ai}^{\text{макс}}. \end{cases} \quad (12.24)$$

На рис. 12.7 даны характеристики двухагрегатной ТЭС, построенные на основе (12.22). Метод их построения аналогичен методу, рассмотренному для ГЭС в гл. 6. В целом дифференциальные характеристики ТЭС будут

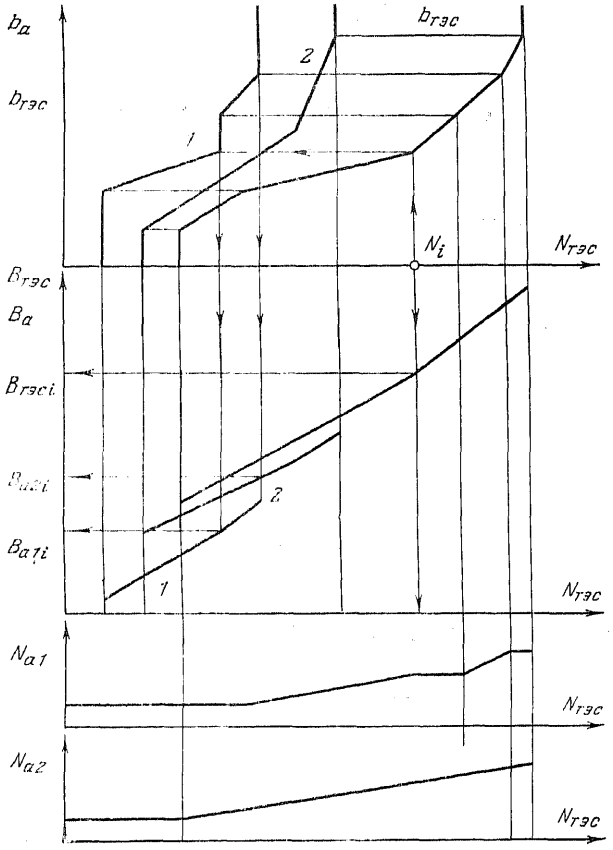


Рис. 12.7. Энергетические характеристики двухагрегатной ТЭС.

являться кусочно-непрерывными кривыми с разрывами I рода.

Выше мы рассмотрели случай построения энергетических характеристик ТЭС, не имеющих ограничений на объем расходуемого топлива. Кроме того, не учитывалась и возможность работы ТЭС одновременно на нескольких видах топлива, наличие регулируемых отборов пара на теплофикационных агрегатах. Учет этих факторов конечно, усложнит как условия распределения нагрузки между агрегатами ТЭС, так и способы его определения.

Для пояснения сказанного ниже приводится вывод необходимых условий оптимального распределения нагрузки между работающими агрегатами ТЭС, один из которых (пусть n-й) имеет ограничение по количеству расходуемого топлива за сутки. Это означает, что кроме (12.18) и (12.19) появляется изопериметрическое условие вида

$$\overline{B}_{тп}^{зад} - \int_{t_0}^{t_к} B_{тп}(N_{тп}(t))\,dt = 0. \qquad (12.25)$$

Наличие выражения (12.25) позволяет классифицировать данную задачу как вариационную, где целевая функция будет иметь вид:

$$B_{тэс} = \int_{t_0}^{t_к} \sum_{i=1}^{n-1} B_{тi}(N_{тi}(t))\,dt \Rightarrow \min. \qquad (12.26)$$

Для ее решения составим целевую функцию вида

$$\Phi = \sum_{i=1}^{n-1} B_{т}(N_{тi}(t)) + \lambda(t)\varphi(t) + \lambda_n B_{тn} + Ш. \qquad (12.27)$$

Использование для решения поставленной задачи уравнений Эйлера при неучете переходных процессов на ТЭС приведет к следующей форме необходимых условий оптимального распределения нагрузки:

$$b_{a1}(t) = b_{a2}(t) = \ldots = b_{a(n-1)}(t) = \lambda_n b_{an}(t) = \\ = b_{тэс}(N_{тэс}(t)) = \lambda(t). \qquad (12.28)$$

Здесь $b_{ai}(N_{тi}(t))$ задаются в соответствии с (12.24). Условия (12.28) отличаются от (12.22) неопределенным множителем λ_n, характеризующим собой изопериметри-

ческое условие (12.25). Величина λ_n обратно пропорциональна значению $B_{тп}^{зад}$. Чем больший объем топлива задан для n-го агрегата, тем меньше λ_n и тем больше следует загружать этот агрегат. При $\lambda_n=1{,}0$ (12.28) тождественно (12.22) при неограниченном расходовании топлива.

Если $\lambda_n>1{,}0$, то это означает наличие дефицита топлива на n-м агрегате, повышение «ценности» этого топлива и, как следствие — необходимость снижения нагрузки на этом агрегате. Если же $\lambda_n<1{,}0$, то это приводит к необходимости приоритетной загрузки n-го агрегата до максимума.

Если в качестве критерия оптимальности используется минимум стоимости израсходованного на ТЭС топлива, то необходимые условия оптимального распределения нагрузки между работающими теплоагрегатами примут вид:

$$c_1 b_{a1}(t) = \ldots = c_{n-1} b_{a(n-1)}(t) = \lambda_n c_n b_{an}(t) = c_{тэс} b_{тэс}(t), \qquad (12.29)$$

где $c_1, \ldots, c_n$ — стоимость 1 т топлива в условных единицах.

Значительно более сложны условия распределения нагрузки на ТЭС для критерия минимума расхода натурального топлива. Задача эта может быть отнесена к разряду векторных и решается, например, с привлечением методов квалиметрии.

12.3. ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ОДИНОЧНОЙ ГЭУ В СУТОЧНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

Поиск оптимального суточного режима любой современной энергосистемы труден в математическом отношении и отражает сложность происходящих физических процессов. В связи с этим анализ общей задачи начнем с самого простого случая, а затем обобщим полученные результаты на более сложные и покажем влияние различных факторов на показатели режимов ГЭУ.

Математически указанная простейшая задача может быть представлена следующим образом.

Задана концентрированная энергосистема с одной плотинной ГЭС и несколькими ТЭС, т. е. потерями в ВЛ и распределительной сети можно пренебречь. Известен

постоянный состав включенного оборудования ТЭС в течение суток и его энергетические характеристики. Для ГЭС также заданы энергетические характеристики, построенные при неучете пусковых потерь расхода и неизменном в течение суток напоре на агрегатах. Для простоты примем, что все гидроагрегаты одинаковы. Требуется найти такие режимы ТЭС и ГЭС в течение суток, 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, т. е.

$$B_{\text{с}} = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} \sum_{j=1}^{m} B_j\left(N_{\text{тэс}\,j}(t)\right) dt \Rightarrow \min, \qquad (12.30)$$

при условии баланса активных мощностей

$$\varphi(t) = P_{\text{с}}(t) - N_{\text{гэс}}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{\text{тэс}\,j}(t) = 0, \qquad (12.31)$$

при заданном стоке на ГЭС за сутки

$$W_{\text{гэс}} - \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} Q_{\text{гэс}}(t)\, dt = 0. \qquad (12.32)$$

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

$$N_{\text{гэс}}^{\text{мин}}(t) \leqslant N_{\text{гэс}}(t) \leqslant N_{\text{гэс}}^{\text{макс}}(t); \qquad (12.33)$$

$$N_{\text{тэс}\,j}^{\text{мин}}(t) \leqslant N_{\text{тэс}\,j}(t) \leqslant N_{\text{тэс}\,j}^{\text{макс}}(t). \qquad (12.34)$$

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 с изопериметрическими условиями [вида (12.32)] при наличии неголономных уравнений связи [вида (12.31)] и ограничений типа неравенств (12.33) и (12.34).

В этом случае можно сказать, что экстремум (12.30) достигается на тех же экстремалях, что и экстремум

следующего выражения:

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_к} \left[\sum_{j=1}^{m} B_j (N_{тэс\,j}(t) + \lambda(t)\varphi(t) + \lambda_{гэс} Q_{гэс}(t) + Ш_{гэс}(t) + \right.$$

$$\left. + \sum_{j=1}^{m} Ш_{тэс\,j}(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_к} F(t)\,dt \Rightarrow \min, \qquad (12.35)$$

где $\lambda(t)$ и $\lambda_{гэс}$ — неопределенные нетривиальные множители Лагранжа; $Ш_{гэс}(t)$ и $Ш_{тэсj}(t)$ — штрафные функции, введенные в целевую функцию $F(t)$ для учета ограничений типа неравенств и рассчитываемые по формулам вида (12.21).

Известно, что минимум (12.30) будет иметь место, если $N_{гэс}(t)$ и $N_{тэс\,j}(t)$, $j=1, 2, \ldots, m$ являются экстремалями, т. е. вдоль них будет выполняться известное уравнение Эйлера — необходимое условие экстремума функционала (12.35)

$$\begin{cases} F_{N_{тэс}} - \dfrac{d}{dt} F_{\dot{N}_{тэс}} = 0, \\ F_{N_{тэс\,j}} - \dfrac{d}{dt} F_{\dot{N}_{тэс\,j}} = 0, \; j = 1, 2, \ldots, m, \end{cases} \qquad (12.36)$$

где

$$\begin{cases} F_{N_{гэс}} = \dfrac{\partial F}{\partial N_{гэс}}; \; F_{\dot{N}_{тэс}} = \dfrac{\partial F}{\partial \dot{N}_{тэс}}; \; \dot{N}_{гэс} = \dfrac{dN_{гэс}}{dt}, \\ F_{N_{тэс\,j}} = \dfrac{\partial F}{\partial N_{тэс\,j}}; \; F_{\dot{N}_{тэс\,j}} = \dfrac{\partial F}{\partial \dot{N}_{тэс\,j}}; \; \dot{N}_{тэс\,j} = \dfrac{dN_{тэс}}{dt}. \end{cases} \qquad (12.37)$$

Раскроем уравнения (12.36):

$$\begin{cases} F_{N_{гэс}} - \dfrac{d}{dt} F_{\dot{N}_{гэс}} = \lambda_{гэс} \dfrac{\partial Q_{гэс}}{\partial N_{гэс}} + \lambda(t) + \dfrac{\partial Ш_{гэс}}{\partial N_{гэс}} - \\ \qquad - \lambda_{гэс} \dfrac{d}{dt} \dfrac{\partial Q_{гэс}}{\partial \dot{N}_{гэс}} = 0; \end{cases} \qquad (12.38)$$

$$\begin{cases} F_{N_{тэс\,j}} - \dfrac{d}{dt} F_{\dot{N}_{тэс\,j}} = \dfrac{\partial B_j}{\partial N_{тэс\,j}} + \lambda(t) + \dfrac{\partial Ш_{тэс\,j}}{\partial N_{тэс\,j}} - \\ \qquad - \dfrac{d}{dt} \dfrac{\partial B_j}{\partial \dot{N}_{тэс\,j}} = 0. \end{cases} \qquad (12.39)$$

Проанализируем возможность получения решения уравнений (12.38) и (12.39). Число неизвестных равно

$(3m+5)$: $(2m+2)$ постоянных интегрирования, $(m+1)$ расчетных неизвестных $N_{\text{гэс}}$ и $N_{\text{тэс}}$; $\lambda_{\text{гэс}}$ и $\lambda(t)$. Число уравнений также равно $(3m+5):(m+1)$ — уравнений Эйлера, $(2m+2)$ граничных условий и уравнения связи (12.31) и (12.32).

Иными словами, если рассматриваемые уравнения несовместны, а ограничения не являются противоречащими друг другу, то решение задачи может быть найдено, если оно, конечно, существует.

Необходимые условия оптимального распределения активной нагрузки энергосистемы могут быть представлены в аналитическом виде следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} b^*_{\text{тэс}1}(t) = b^*_{\text{тэс}2}(t) = \ \dots \ = b^*_{\text{тэс}\,m}(t) = \\ = \lambda_{\text{гэс}} q^*_{\text{гэс}}(t) = \lambda(t), \end{aligned}\right. \tag{12.40}$$

где

$$\left.\begin{aligned} b^*_{\text{тэс}\,j} = b_{\text{тэс}\,j} + b'_{\text{тэс}\,j} + b_{\text{ш}j}, \\ q^*_{\text{гэс}} = q_{\text{гэс}} + q'_{\text{гэс}} + q_{\text{ш.гэс}}. \end{aligned}\right\} \tag{12.41}$$

при

$$\left.\begin{aligned} b_{\text{тэс}\,j} = \frac{\partial B_j}{\partial N_{\text{тэс}\,j}} \ ; \ b'_{\text{тэс}\,j} = -\frac{d}{dt}\frac{\partial B_j}{\partial N_{\text{тэс}\,j}}; \\ b_{\text{ш}j} = \frac{\partial Ш_{\text{тэс}\,j}}{\partial N_{\text{тэс}\,j}}, \\ q_{\text{гэс}} = \frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}} \ ; \ q'_{\text{гэс}} = -\frac{d}{dt}\frac{\partial Q_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}} \ ; \\ q_{\text{ш}j} = \frac{\partial Ш_{\text{гэс}}}{\partial N_{\text{гэс}}}. \end{aligned}\right\} \tag{12.42}$$

Если принять все процессы в энергосистеме установившимися, а дифференциальные характеристики агрегатов и электростанций задать при $\mu_i \to \infty$ и $\gamma_i \to \infty$ [см. гл. 6 и (12.24)], то (12.40) примет вид:

$$\begin{aligned} b_{\text{тэс}1}(t) = b_{\text{тэс}2}(t) = \ \dots \ = b_{\text{тэс}\,m}(t) = \\ = \lambda_{\text{гэс}} q_{\text{гэс}}(t) = \lambda(t). \end{aligned} \tag{12.43}$$

Иногда (12.43) более удобно записать следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} b_{\text{тэс}1}(t) - b_{\text{тэс}\,j}(t) = 0, \ j = 1, \ 2, \ \dots, \ m; \\ b_{\text{тэс}1}(t) - \lambda_{\text{гэс}} q_{\text{гэс}}(t) = 0, \end{aligned}\right\} \tag{12.44}$$

где $b_{\text{тэс}1}$ — относительный прирост балансирующей станции (здесь ТЭС1), предназначенной для покрытия внепланового изменения нагрузки в системе.

С учетом (12.43) можно построить энергетическую характеристику эквивалентной ТЭС энергосистемы и далее использовать ее в расчетах

$$b_{\text{тэс}1}(t) = b_{\text{тэс}2}(t) = \ldots b_{\text{тэс}\,m}(t) = \\ = b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}}(t)) = \lambda(t). \qquad (12.45)$$

Расчет и построение характеристик эквивалентной ТЭС производится так же, как и в § 12.2 для случая принятия вместо агрегатных характеристик станционных.

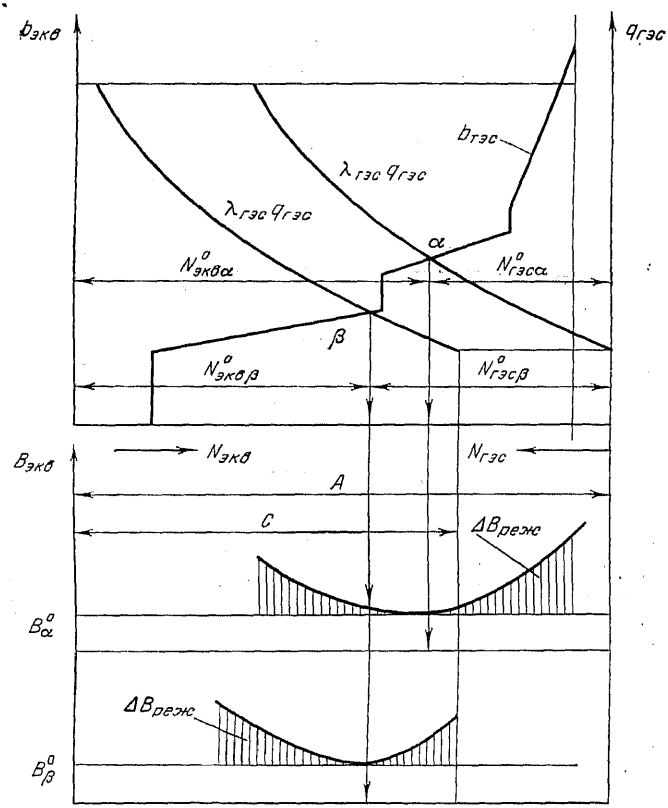


Рис. 12.8. Поиск оптимального распределения активной нагрузки в системе между ГЭС и ТЭС.

На основании сказанного представим (12.43) с учетом (12.45) в следующем виде:

$$b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}}(t)) = \lambda_{\text{гэс}} q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}}(t)) = \lambda(t). \quad (12.46)$$

Предположим, что число включенных под нагрузку агрегатов в течение суток постоянно и величина $\lambda_{\text{гэс}}$ задана. Тогда условие (12.46) для любой нагрузки системы, равной A, будет соответствовать пересечению $b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}})$ и дифференциальной характеристике ГЭС $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$, умноженной на $\lambda_{\text{гэс}}$ (точка α на рис. 12.8). В точке α расход условного топлива в системе будет самым минимальным B°_{α}. *Любое отклонение от* $N^{\circ}_{\text{экв}}$ *и* $N^{\circ}_{\text{гэс}}$ *ведет к появлению режимных потерь в энергосистеме* $\Delta B_{\text{реж}}$.

При изменении нагрузки системы до $P_{\text{с}} = C$ и $\lambda_{\text{гэс}} = \text{const}$ энергетическая характеристика ГЭС сме-

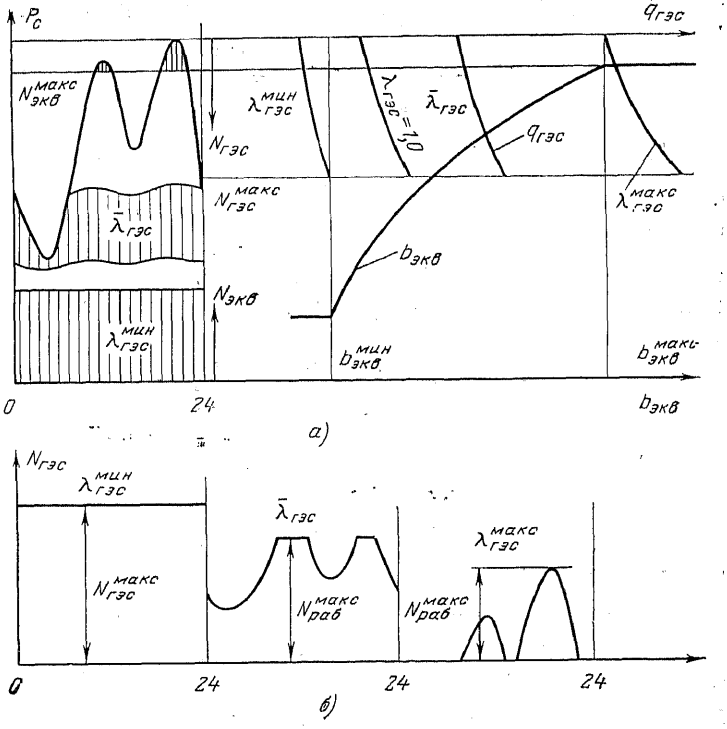


Рис. 12.9. Оптимальные режимы ГЭС в энергосистеме при разных $\lambda_{\text{гэс}}$ при значительном удельном весе ГЭС.

щается параллельно себе и пересекает $b_{экв}(N_{экв})$ в новой точке β (рис. 12.8).

Из (12.46) физический смысл $\lambda_{гэс}$ *можно определить как топливную эффективность каждой единицы расхода воды на ГЭС, т. е. она показывает, насколько уменьшится расход топлива на ТЭС при увеличении расхода воды на ГЭС на 1 м³/с при соблюдении баланса мощности системы.* Действительно, на основе (12.45) имеем:

$$\lambda_{гэс} = \frac{b_{экв}}{q_{гэс}} \approx \frac{dB_{экв}}{dQ_{гэс}}. \qquad (12.47)$$

Величина $\lambda_{гэс}$ в расчетах обычно определяется итерационным путем так, чтобы обеспечить выполнение условия (12.32). Чем больше $W_{гэс}$ за сутки, тем меньше $\lambda_{гэс}$, и наоборот.

На рис. 12.9 приведены графики работы ГЭС при разных $\lambda_{гэс}$ от $\lambda_{гэс}^{мин}$ до $\lambda_{гэс}^{макс}$, рассчитываемых по формулам

$$\lambda_{гэс}^{мин} = \frac{b_{экв}^{мин}}{q_{гэс}^{макс}}; \quad \lambda_{гэс}^{макс} = \frac{b_{экв}^{макс}}{q_{гэс}^{мин}}. \qquad (12.48)$$

При $\lambda_{гэс}^{макс}$ в максимуме нагрузки все ТЭС работают с предельной мощностью $N_{экв}^{макс}$. Если $N_{экв}^{макс} \geqslant P_{с}^{макс}$, то $W_{гэс}(\lambda_{гэс}^{макс}) = 0$ и $N_{гэс}(t) = 0$. Если $N_{экв}^{макс} < P_{с}^{макс}$, то ГЭС работает в пике графика нагрузки по вынужденному режиму, определяемому условиями баланса мощностей в системе

$$N_{гэс}(\lambda_{гэс}^{макс},\ t) = P_{с}(t) - N_{экв}^{макс}. \qquad (12.49)$$

Максимальная рабочая мощность ГЭС при этом

$$N_{гэс}^{раб} = P_{с}^{макс} - N_{экв}^{макс}. \qquad (12.50)$$

Разница между $N_{гэс}^{макс}$ и $N_{гэс}^{раб}$ составит вращающийся резерв системы.

Для $\lambda_{гэс}^{мин}$ гидроэлектростанция работает с максимально возможной мощностью, резервы системы переходят на ТЭС (рис. 12. 9, *а*). Любое увеличение $\lambda_{гэс}$ сверх $\lambda_{гэс}^{макс}$ или уменьшение ниже $\lambda_{гэс}^{мин}$ не влияет на режимы ГЭС при $H_{а} = \text{const}$.

При изменении $\lambda_{гэс}$ от $\lambda_{гэс}^{макс}$ до $\lambda_{гэс}^{мин}$ растет степень участия ГЭС в оптимальном распределении нагрузки системы. Одновременно увеличивается и $N_{гэс}^{раб}$ (рис. 12.9, *б*).

По результатам оптимизационных расчетов при разных $\lambda_{гэс}$ можно построить зависимости $B_c(\lambda_{гэс})$ и $W_{гэс}(\lambda_{гэс})$ (рис. 12.10). Эти зависимости имеют почти линейный характер в зоне средних $\lambda_{гэс}$ (показана штриховкой на рис. 12.10). В этой зоне любое изменение $W_{гэс}$ ведет к пропорциональному изменению B_c.

Именно в этой зоне исключительное значение имеет выбор рационального метода распределения нагрузки в энергосистеме. Для значений $\lambda_{гэс}$, близких к $\lambda_{гэс}^{мин}$ или $\lambda_{гэс}^{макс}$, эффективность метода распределения нагрузки в энергосистеме сказывается намного меньше, а для $\lambda_{гэс} > \lambda_{гэс}^{макс}$ или $\lambda_{гэс} < \lambda_{гэс}^{мин}$ вообще не зависит от него.

Сказанное выше соответствует случаю, когда ГЭС имеет значительный удельный вес в системе (не ниже $0-30\,\%\,P_c^{макс}$). Если удельный вес ГЭС незначителен, то они не могут существенно влиять на топливную эффективность работы ТЭС. Из-за этого даже при большом изменении $W_{гэс}$ величина $B_c(\lambda_{гэс})$ будет изменяться в незначительных пределах. Это означает, что метод распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС в системе будет оказывать малое влияние на B_c. Величина B_c определяется здесь в основном способом распределения нагрузки между ТЭС. Если для некоторых ТЭС задан на сутки ограниченный расход топлива, то это не позволит строить эквивалентные характеристики ТЭС заранее и усложнит поиск решения задачи.

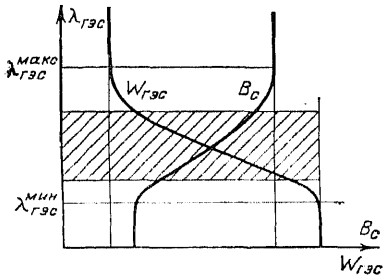


Рис. 12.10. Зависимости $B_c(\lambda_{гэс})$ и $W_{гэс}(\lambda_{гэс})$.

Например, если на r ТЭС с номерами от $(m—r)$ до m-й задан суточный расход топлива

$$B_{\text{тэс}j} - \int_{t_0}^{t_к} B_j\,(N_{\text{тэс}j}\,(t))\,dt = \psi_j\,(t) = 0, \qquad (12.51)$$

то необходимое условие оптимального распределения нагрузки в системе примет следующий вид:

$$b_{\text{тэс}1}\,(t) = \ldots = b_{\text{тэс}(m-r-1)}\,(t) =$$
$$= \lambda_{\text{тэс}(m-r)} b_{\text{тэс}(m-r)}\,(t) = \ldots = \lambda_{\text{тэс}\,m} b_{\text{тэс}\,m}\,(t) =$$
$$= \lambda_{\text{гэс}} q_{\text{гэс}}\,(t) = \lambda\,(t). \qquad (12.52)$$

Из-за сложности взаимосвязей режимов электростанций в системе величины $\lambda_{\text{тэс}\,j}$, $j = 1, \ldots, r$ и $\lambda_{\text{гэс}}$, соответствующие выполнению условий (12.51) по ТЭС и (12.32) по ГЭС, могут быть найдены только с использованием итерационных методов поиска. Безразмерный множитель $\lambda_{\text{тэс}\,j}$ соответствует относительной эффективности данной

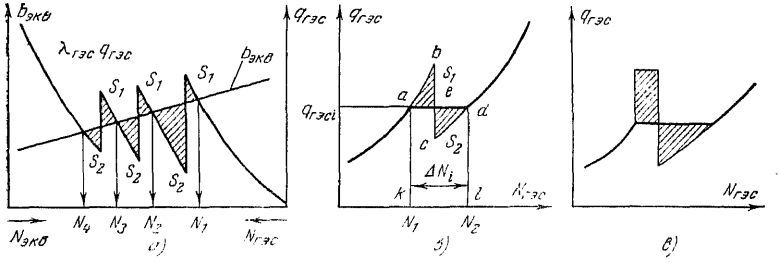


Рис. 12.11. Поиск глобального решения задачи при переменном числе включенных агрегатов ГЭС.

j-й ТЭС по отношению к другим. Чем больший объем $B_{\text{тэс}\,j}$ задан, тем меньше $\lambda_{\text{тэс}\,j}$ и больше загрузка j-й ТЭС, и наоборот. При $\lambda_{\text{тэс}\,j} = 1$ получаем случай неограниченного запаса топлива на j-й ТЭС.

В рассмотренных выше задачах предполагался постоянным состав и число включенных агрегатов на ГЭС. Однако для гидростанций, как это показано в гл. 6, поддержание постоянным числа включенных агрегатов при изменении нагрузки ГЭС весьма нерационально. Объясняется это мобильностью гидроагрегатов и возможностью их быстрого пуска — остановки для поддер-

жания режима ГЭС с минимумом потерь мощности. *С учетом переменного числа включенных агрегатов дифференциальная характеристика ГЭС будет иметь пилообразный вид и результатом этого является множественность решений, где выполняются необходимые условия оптимального распределения нагрузки в системе (рис. 12.11,а).*

Для получения однозначного решения обычно применяется следующий прием преобразования вида характеристики $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ *при* $H_{\text{а}}=\text{const}$.

Пусть ГЭС работает в современной мощной энергосистеме, оснащенной блочными агрегатами, имеющими весьма пологие характеристики $b_{\text{т}}(N_{\text{т}})$. Для такой системы характеристика $b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}})$ еще более полога, чем агрегатные характеристики, и с оправданным допущением можно считать, что при небольшом диапазоне изменения нагрузки она будет горизонтальна.

Пусть для некоторого интервала Δt_i с $P_{\text{с}i}=\text{const}$ величина $b_{\text{экв}i}$ равна $\lambda_{\text{гэс}}q_{\text{гэс}i}$. Это означает, что решению задачи соответствуют несколько значений мощности ГЭС N_1 и N_2 на рис. 12.11,*б* для двухагрегатной ГЭС. Рассмотрим эффективность увеличения нагрузки ГЭС с N_1 до N_2 и соответствующего снижения нагрузки ТЭС на $\Delta N_i=N_2-N_1$. Повышение $N_{\text{гэс}}$ с N_1 до N_2 увеличит расход воды на $\Delta Q_{\text{гэс}}$:

$$\Delta Q_{\text{гэс}i}=\int_{N_1}^{N_2} q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})\,dN_{\text{гэс}}. \qquad (12.53)$$

В координатах дифференциальной характеристики ГЭС ($q_{\text{гэс}}$—$N_{\text{гэс}}$) приращению расхода $\Delta Q_{\text{гэс}i}$ соответствует площадь фигуры *kabcdl* или (рис. 12.11,*б*)

$$\Delta Q_{\text{гэс}i}=q_{\text{гэс}i}\Delta N_1+(S_1-S_2). \qquad (12.54)$$

При уменьшении нагрузки ТЭС на ΔN_i при $b_{\text{экв}}=\lambda_{\text{экв}}q_{\text{гэс}}=\text{const}$ уменьшится расход топлива за Δt_i на

$$\Delta B_i=b_{\text{экв}i}\Delta t_i\Delta N_i; \qquad (12.55)$$

или с учетом ΔN_i из (12.54)

$$\Delta B_i=\frac{b_{\text{экв}i}}{q_{\text{гэс}i}}(\Delta Q_{\text{гэс}i}-(S_1-S_2))\,\Delta t_i. \qquad (12.56)$$

Принимая во внимание, что $W_{\text{гэс}}$ на сутки задан, необходимо в течение оставшейся части суток $(T-\Delta t_i)=$

$=\Delta t$ снизить нагрузку ГЭС на некоторое значение ΔN_t, которое обеспечивает равенство нулю выражения:

$$\Delta Q_{\text{гэс}i}\Delta t_i - \Delta N_t q_{\text{гэс}}\Delta t = 0, \qquad (12.57)$$

где $q_{\text{гэс}t}$ — дифференциальный показатель ГЭС в интервале Δt.

Соответственно нагрузка ТЭС увеличится за Δt, что и приведет к увеличению расхода топлива

$$\Delta B_t = \Delta N_t b_t \Delta t = \frac{b_t}{q_{\text{гэс}t}} \Delta Q_{\text{гэс}i}\Delta t_i. \qquad (12.58)$$

Изменение расхода топлива в системе от перераспределения нагрузок может быть найдено по формуле

$$\Delta B = \Delta B_i - \Delta B_t = \lambda_{\text{гэс}}(S_2 - S_1)\Delta t_i. \qquad (12.59)$$

Поскольку $\lambda_{\text{гэс}}$ и Δt_i — произвольные величины, то можно сделать вывод, что при $S_2 > S_1$ изменение мощности ГЭС от N_2 до N_1 при $P_{ci}=\text{const}$ приведет к экономии топлива, а при $S_2 < S_1$ — к его пережогу. Экономии и пережога не будет при $S_2 = S_1$.

К аналогичным выводам можно прийти, если учесть и негоризонтальность $b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}})$ и большее число агрегатов на ГЭС.

Полученное правило оценки знака ΔB позволяет сравнительно легко находить и единственное (глобальное) решение задачи. Для этого следует проанализировать соотношение площадей S_1 [выше $b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}})$] и S_2 [ниже $b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}})$] при последовательном увеличении $N_{\text{гэс}}$ от наименьшей мощности, соответствующей условию (12.44) (т. е. N_1 на рис. 12.11,*а*) до наибольшей (т. е. N_4 на рис. 12.11,*а*).

Решением задачи будет точка с $N_{\text{гэс}} = N_3$ на рис. 12.11,*а*.

В целях упрощения поиска глобального решения для каждого значения P_c в расчетах используют так называемую спрямленную дифференциальную характеристику ГЭС. Для этого вначале проводят горизонтальную линию AB так, чтобы $\Delta B = 0$ или $S_1 = S_2$. Это означает, что на расходной характеристике ГЭС $Q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ соответствующий участок ее AB будет также прямолинейным (рис. 12.12). Полученную кривую $OABC$ используют в оптимизационных расчетах. В силу горизонтальности $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ в зоне AB все изменения нагрузки в систе-

ме будут в основном восприниматься ГЭС вплоть до достижения значения $N_{\text{гэс}}^{\text{макс}}(H_{\text{а}})$.

Для исключения многозначности (неопределенности) решения на ЭВМ при $q_{\text{гэс}}=q_1$ идут на представление участка AB в виде наклонной линии.

Конечно, использование спрямленной кривой $q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}})$ может вести к некоторому пережогу топлива в системе, однако величина его обычно настолько мала, что ею пренебрегают.

При спрямлении дифференциальной характеристики ГЭС необходимо учитывать ее особенности, определяемые неоптимальным включением агрегатов (см. рис. 12.11,*в*).

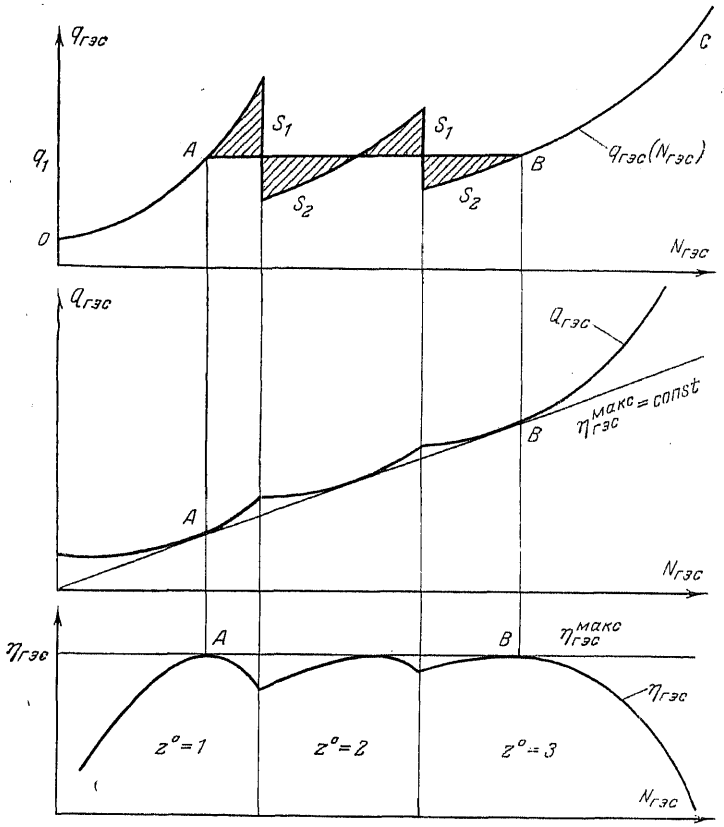


Рис. 12.12. Спрямленные энергетические характеристики ГЭС.

Потери расхода 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, также надо учитывать и изменение потерь мощности в сети, вызванное перераспределением нагрузок между станциями из-за пуска-остановки агрегатов, т. е. 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 получить очень сложно. Если оно и возможно, то 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. 6).

Действительно, пусть известен состав включенного оборудования ТЭС и ГЭС в период максимума нагрузки системы. При снижении P_c целесообразность отключения того или иного агрегата ТЭС приближенно можно проверить по следующему известному из гл. 6 условию.

Остановка j-го агрегата ТЭС, работавшего с $N_{aj}=N_a(b_{экв})$, рациональна с точки зрения экономии топлива, если его $b_j^{уд}(N_{aj})$ больше $b_{экв}(N_{тэс}-N_{aj})$. Для пуска j-го агрегата 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, т. е. расположить их 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 выбора метода распределения нагрузки в системе.

Решение рассмотренной задачи существенно усложнится, если учесть необходимость утреннего пуска отключенных агрегатов при подъеме нагрузки, а также соблюдении заданного уровня надежности электроснабжения (наличия резервов в системе).

Задача определения необходимых условий оптимального распределения нагрузки в системе с ГЭС ранее трактовалась как вариационная, теперь рассмотрим вывод тех же условий при использовании методов принципа максимума Л. С. Понтрягина, являющегося обобщением классического вариационного исчисления на задачи с ограничениями на управления [47].

Постановка задачи оптимизации режима одной ГЭС в энергосистеме аналогична приведенной выше. В отношении вида используемых зависимостей предъявляется единственное ограничение — отсутствие в них бесконечных разрывов. Для сокращения объема выкладок рассмотрим случай концентрированной системы с эквивалентной ТЭС и одной ГЭС при преобразовании (12.33) к виду

$$Q_{\text{гэс}}^{\text{мин}}(t) \leqslant Q_{\text{гэс}}(t) \leqslant Q_{\text{гэс}}^{\text{макс}}(t). \tag{12.60}$$

Правомерность такого преобразования вполне очевидна, если учесть постоянство в течение суток не только напора, но и расхода $Q_{\text{пр}}$ (кроме периода паводка и половодья для рек снегового питания).

Примем в качестве координат системы $x(t)$ значение объема воды, прошедшей через турбины ГЭС $W_{\text{гэс}}(t)$, а в качестве управления $u(t)$ — значения расхода ГЭС $Q_{\text{гэс}}(t)$. Тогда с точки зрения принципа максимума задача может быть сформулирована так. Для системы, описываемой дифференциальным уравнением вида

$$\frac{dx_1}{dt} = \frac{dW_{\text{гэс}}}{dt} = f_1(\bar{x}, \bar{u}) = Q_{\text{гэс}} = u, \tag{12.61}$$

с заданными граничными условиями на интервале $(t_0 - t_к)$, найти такое управление $u(t) = Q_{\text{гэс}}(t)$, которое обеспечит экстремум функционалу

$$J = \int_{t_0}^{t_к} f_0(\bar{x}, \bar{u})\, dt = \int_{t_0}^{t_к} B_{\text{т}}(N_{\text{т}}(t))\, dt = \int_{t_0}^{t_к} B_{\text{т}}(P_{\text{с}}(t) - N_{\text{г}}(t))\, dt \Rightarrow \min \tag{12.62}$$

при условии, что задано значение стока на ГЭС за сутки (12.32).

Из теории принципа максимума известно, что для оптимальности управления $u(t)$ необходимо существование константы $\psi_0 = -1$ и функции $\psi_1(t)$, обеспечивающих в любой момент времени t периода $(t_0 - t_к)$ максимум значения $\mathcal{H} = \mathcal{H}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{\psi})$ (см. [47]):

$$\mathcal{H}(t) = F^*(t) + \psi_1(t) f_1(t) = \lambda_{\text{гэс}} Q_{\text{гэс}}(t) + \psi_0 B_{\text{т}}(t) + \psi_1(t) Q_{\text{гэс}}(t). \tag{12.63}$$

Величина ψ_1 определится из условия

$$\frac{d\psi_1}{dt} = -\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial x_1} = -\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial W_{\text{гэс}}} \equiv 0, \tag{12.64}$$

т. е. $\psi_1 = c_1 = \text{const}$. Это означает, что в любой момент времени t периода $t_0 - t_к$:

$$\mathcal{H}(t) = (\lambda_{гэс} + c_1) Q_{гэс}(t) - B_т(t). \qquad (12.65)$$

Для обеспечения максимума $\mathcal{H}$ по t необходимо, чтобы

$$\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial u} = \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial Q_{гэс}} = \frac{b_{тэс}(t)}{q_{гэс}(t)} + (\lambda_{гэс} + c_1) \Rightarrow \min. \qquad (12.66)$$

Обозначив $(\lambda_{гэс} + c_1)$ через $\lambda^*_{гэс}$, получим следующие необходимые условия оптимального распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС:

$$\delta(t) = (b_{тэс1}(t) - \lambda^*_{гэс} q_{гэс}(t)) \Rightarrow \min. \qquad (12.67)$$

Условия для ТЭС:

$$\delta_j(t) = (b_{тэс1}(t) - b_{тэс\,j}(t)) \Rightarrow \min. \qquad (12.68)$$

Очевидно, что условия (12.44) являются частным случаем (12.67) и (12.68).

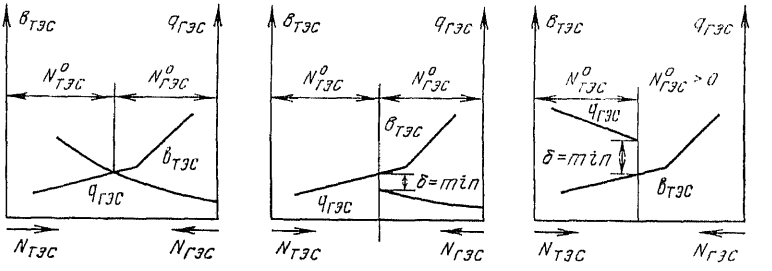


Рис. 12.13. Принцип максимума в поиске оптимального распределения нагрузки в системе между ГЭС и ТЭС.

Оптимальное решение задачи на основе использования условия (12.67) при $\lambda_{гэс} = 1{,}0$ показано на рис. 12.13. При этом $N^0_{гэс}$ определялась следующим образом:

$$N^0_{гэс} = \begin{cases} N^{мин}_{гэс} \text{ при } b_{тэс} < \lambda^*_{гэс} q_{гэс}(N^{мин}_{гэс}), \\ \quad \text{т. е. при } \partial \mathcal{H}/\partial Q_{гэс} < 0; \\ N_{гэс} \text{ при } b_{тэс} = \lambda^*_{гэс} q_{гэс}, \\ \quad \text{т. е. при } \partial \mathcal{H}/\partial Q_{гэс} \equiv 0; \\ N^{макс}_{гэс} \text{ при } b_{тэс} > \lambda^*_{гэс} q^N_{гэс}(N^{макс}_{гэс}), \\ \quad \text{т. е. при } \partial \mathcal{H}/\partial Q_{гэс} > 0. \end{cases} \qquad (12.69)$$

Наконец, учтем следующее обстоятельство. В практических расчетах плановая активная нагрузка системы задается в виде некоторого множества $P_{сi}$, $i = 1, 2, \ldots, k$ при условии постоянства значений нагрузки в течение каждого Δt_i, $i = 1, 2, \ldots, k$. Для решения задачи в таких условиях необходимо использование дискретного принципа максимума Л. С. Понтрягина.

Целевая функция здесь будет иметь вид (для одной ГЭС и ТЭС в системе):

$$\Phi = B_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{k} B_{\text{т}i}\,(N_{\text{т}i})\,\Delta t_i \Rightarrow \min. \tag{12.70}$$

Координатой системы в i-м интервале времени примем сток ГЭС на конец этого интервала $W_{\text{гэс}\,i}$, а управлением — средний расход ГЭС за Δt_i, т. е. $Q_{\text{гэс}\,i}$. Тогда уравнения преобразования системы для каждого i-го интервала примут вид:

$$W_{\text{гэс}\,i} = W_{\text{гэс}(i-1)} + \Delta t_i Q_{\text{гэс}\,i}, \tag{12.71}$$

при заданных значениях $W_{\text{гэс}\,0}$ и $W_{\text{гэс к}}$, т. е. известном стоке за период $(t_0 — t_{\text{к}})$:

$$W_{\text{гэс}} = \sum_{i=1}^{k} Q_{\text{гэс}\,i}\Delta t_i. \tag{12.72}$$

Так как $B_{\text{с}}$ зависит от состояния системы за весь период $(t_0 — t_{\text{к}})$, то, введя в рассмотренную новую переменную $B_{\text{с}i}$, равную

$$\left.\begin{aligned} B_{\text{с}i} &= B_{\text{с}(i-1)} + B_i\Delta t_i, \\ B_{\text{с}0} &\equiv 0, \end{aligned}\right\} \tag{12.73}$$

приходим к известной для дискретного принципа максимума постановке задачи, когда целевая функция Φ зависит от конечного состояния объекта, т. е.

$$\Phi = B_{\text{ск}} \Rightarrow \min. \tag{12.74}$$

Функция $\mathcal{H}_i$ для минимизации (12.74) при учете (12.71) будет иметь вид:

$$\mathcal{H}_i = c_{1i}(W_{\text{гэс}\,(i-1)} + \Delta t_i Q_{\text{гэс}\,i}) + c_{2i}(B_{\text{с}(i-1)} + B_i\Delta t_i), \tag{12.75}$$

где

$$\left.\begin{aligned} c_{1i} &= \frac{\partial \mathcal{H}_{i+1}}{\partial W_{\text{гэс}\,i}}; \quad c_{1\text{к}} = \frac{\partial \Phi}{\partial W_{\text{гэс к}}} = \frac{\partial B_{\text{ск}}}{\partial W_{\text{гэс к}}}; \\ c_{2i} &= \frac{\partial \mathcal{H}_{i+1}}{\partial B_i}; \quad c_{2\text{к}} = \frac{\partial \Phi}{\partial B_{\text{к}}} = \frac{\partial B_{\text{ск}}}{\partial B_{\text{к}}}. \end{aligned}\right\} \tag{12.76}$$

Вполне очевидно, что $c_{2i} = 1$, $i = 1, 2, \ldots, k$. Константы же c_{1i} могут быть найдены из уравнения

$$c_{1i} = \frac{\partial \mathcal{H}_{i+1}}{\partial W_{\text{гэс}\,i}} = c_{1(i+1)} + \Delta t_{i+1}\,\frac{\partial B_{i+1}\,(N_{\text{тэс}\,(i+1)})}{\partial W_{\text{гэс}\,(i+1)}}. \tag{12.77}$$

Из (12.77) следует, что

$$c_{1i} = c_{1\,0} - \sum_{s=i+1}^{k} \Delta t_s\,\frac{\partial B_s\,(N_{\text{тэс}\,s})}{\partial W_{\text{гэс}\,s}}. \tag{12.78}$$

Подставим полученные значения констант из (12.76) в (12.75):

$$\mathcal{H}_i = \left(c_{10} - \sum_{s=i+1}^{k} \Delta t_s \frac{\partial B_s (N_{\text{тэс } s})}{\partial W_{\text{гэс } s}} \right) (W_{\text{гэс}(i-1)} + \Delta t_i Q_{\text{гэс } i}) + \\ + (B_{\text{с}(i-1)} + B_i (\Delta t_i)). \qquad (12.79)$$

Согласно дискретному принципу максимума оптимальное с точки зрения обеспечения экстремума (12.74) управление ($Q_{\text{гэс}\,i}$, $i=1, 2, \ldots, k$) будет иметь место, если в каждом i-м интервале обеспечивается максимум $\mathcal{H}_i$, т. е.

$$\frac{\partial \mathcal{H}_i}{\partial Q_{\text{гэс } i}} = \Delta t_i \left[\left(c_{10} - \sum_{s=i+1}^{k} \Delta t_s \frac{\partial B_s (N_{\text{тэс } s})}{\partial W_{\text{гэс } s}} \right) - \frac{b_{\text{тэс } i}}{q_{\text{гэс } i}} \right] \Rightarrow \min, \qquad (12.80)$$

$$i = 1, 2, \ldots, k-1.$$

Учитывая, что

$$\frac{\partial B_s}{\partial W_{\text{гэс } s}} \cong \frac{b_{\text{тэс } s}}{q_{\text{гэс } s} \Delta t_s},$$

то (12.80) примет следующий вид:

$$\Delta t_i \left[\left(c_{10} - \sum_{s=i+1}^{k} \frac{b_{\text{тэс } s}}{q_{\text{гэс } s}} \right) - \frac{b_{\text{тэс } i}}{q_{\text{гэс } i}} \right] \Rightarrow \min. \qquad (12.81)$$

Если допустить, что весь 1-й член соответствует $\lambda^*_{\text{гэс}}$, то получим уже известное условие оптимальности режима системы (12.67). *В этом случае можно пояснить физический смысл $\lambda^*_{\text{гэс}}$ как показателя эффективности, учитывающего последействие от изменения режима ГЭС или ТЭС в каждом i-м интервале Δt_i на весь оставшийся период от $(i+1)$-го до последнего k-го интервала.*

Тогда процесс нахождения оптимального распределения нагрузки в энергосистеме можно представить следующим образом. Задается произвольное решение (12.81) для последнего k-го интервала, где

$$\frac{\partial \mathcal{H}_k}{\partial Q_{\text{гэс } k}} = c_{10} - \frac{b_{\text{тэс } k}}{q_{\text{гэс } k}}, \qquad (12.82)$$

т. е. находится оптимальное распределение нагрузки в системе $P_{\text{с}k}$ для произвольного c_{10}, выбираемого эмпирическим путем, и известного $W_{\text{гэс}\,k}$. Затем при известном режиме ГЭС в k-м интервале находится решение (12.81) для $(k-1)$-го интервала и т. д. и т. д. до первого.

Сравниваются полученные значения $W^{\text{расч}}_{\text{гэс}0}$ и заданное, $W_{\text{гэс}0}$, корректируется c_{10} и процесс поиска решения повторяется до тех пор, пока не будет обеспечено приближение к $W_{\text{гэс}0}$ с заданной степенью точности.

Рассмотренные выше примеры использования методов принципа максимума Л. С. Понтрягина показали, что реализуемые в них условия оптимального распределения нагрузки в энергосистеме мало чем

отличаются от полученных в вариационном исчислении. Вследствие этого для пояснения физического смысла получаемого решения в дальнейшем будем использовать в основном как наиболее простые методы вариационного исчисления.

Условия оптимального распределения нагрузки в концентрированной энергосистеме с одной (эквивалентной) ТЭС и ГАЭС несовмещенного вида с обратимыми гидромашинами при H_a=const в насосном и турбинном режимах.

Примем критерием оптимальности (12.30), ограничения (12.33) и (12.34) учтем путем видоизменения дифференциальных характеристик насосных и турбинных агрегатов так, как это сделано в гл. 6. Далее будем считать режимы системы — установившимися, а $P_c(t)$ — непрерывной функцией.

Пусть в течение суток ГАЭС один раз работает в режиме заряда, обеспечивая подачу в верхнее водохранилище заданного объема воды $W_{гаэс}$. Затем в режиме разряда этот объем воды полностью срабатывается, т. е. изопериметрические условия для ГАЭС примут вид:

$$W^{н}_{гаэс} - \int_0^{t_н} Q_{гаэс}(t)\,dt = 0; \qquad (12.83)$$

$$\int_0^{t_т} Q_{гаэс}(t)\,dt - W^{т}_{гаэс} = 0, \qquad (12.84)$$

где $t_н$ и $t_т$ — число часов работы ГАЭС в насосном и турбинном режимах.

Условия баланса мощностей для тех же режимов:

$$\varphi_н(t) = P_c(t) + N^{н}_{гаэс}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{тэсj}(t) = 0; \qquad (12.85)$$

$$\varphi_т(t) = P_c(t) - N^{т}_{гаэс}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{тэсj}(t) = 0. \qquad (12.86)$$

Целевая функция при этом примет вид:

$$\Phi = B_c + \lambda_н(t)\,\varphi_н(t) + \lambda_т(t)\,\varphi_т(t) - \lambda_н Q_{гаэс}(t) + \\ + \lambda_т Q_{гаэс}(t) \Rightarrow \min. \qquad (12.87)$$

Расчетными переменными примем $N_{тэсj}(t)$, $N^{н}_{гаэс}(t)$, $N^{т}_{гаэс}(t)$.

Используя для решения задачи условия Эйлера, получаем следующие выражения для оптимального распределения нагрузки в энергосистеме с ГАЭС:

в турбинном режиме

$$b_{\text{тэс1}}(t)=b_{\text{тэс2}}(t)=\ldots=b_{\text{тэс}m}(t)=$$
$$=b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}}(t))=\lambda_{\text{т}}q^{\text{т}}{}_{\text{гаэс}}(t)=\lambda_{\text{т}}(t); \qquad (12.88)$$

в насосном режиме

$$b_{\text{тэс1}}(t)=b_{\text{тэс2}}(t)=\ldots=b_{\text{тэс}m}(t)=$$
$$=b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}}(t))=-\lambda_{\text{н}}q^{\text{н}}{}_{\text{гаэс}}(t)=\lambda_{\text{н}}(t). \qquad (12.89)$$

Величины $\lambda_{\text{т}}$ и $\lambda_{\text{н}}$ — постоянны в течение рассматриваемых суток. Физический смысл $\lambda_{\text{т}}$ — аналогичен $\lambda_{\text{гэс}}$. Значение $\lambda_{\text{н}}$ характеризует собой топливную эффективность 1 м^3 воды, закачиваемой в верхнее водохранилище.

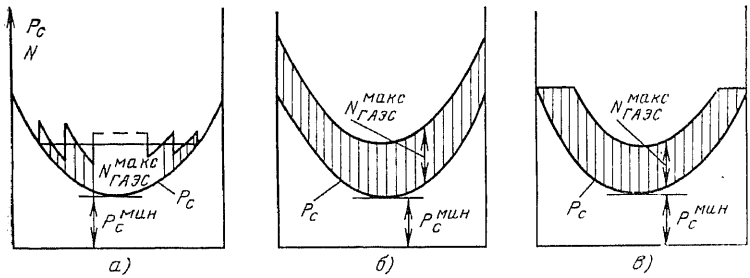


Рис. 12.14. Режимы заряда ГАЭС без регулирования и с регулированием числа работающих агрегатов.

Для режима заряда ГАЭС получаем необходимые условия в следующем виде:

$$b_{\text{экв}}(N_{\text{экв}}(t))+\lambda_{\text{н}}q^{\text{н}}{}_{\text{гаэс}}(t)\Rightarrow\min. \qquad (12.90)$$

Так как $q^{\text{н}}{}_{\text{гаэс}}(N^{\text{н}}{}_{\text{гаэс}})$ (см. гл. 6) — ниспадающая зависимость, то условию (12.90) будет соответствовать максимальная загрузка ГАЭС в насосном режиме с учетом заданного объема $W^{\text{н}}{}_{\text{гаэс}}$. При этом минимальный объем закачиваемой за $t_{\text{н}}$ воды будет соответствовать (рис. 12.14,*а*) режиму ТЭС

$$N_{\text{тэс}}(t)=P_{\text{с}}^{\text{мин}}(t)+N_{\text{гаэс}}^{\text{макс}}(t)=\text{const}. \qquad (12.91)$$

Для максимального объема $W^{н}_{гаэс}$ будем иметь (см. рис. 12.14,*б*)

$$N_{тэс}(t) = P_{с}(t) + N^{макс}_{гаэс}(t). \qquad (12.92)$$

Промежуточному значению $W^{н}_{гаэс}$ между $W^{н.мин}_{гаэс}$ и $W^{н.макс}_{гаэс}$ будет соответствовать режим ГАЭС, показанный на рис. 12.14, *в*.

Если учесть в режиме заряда возможность регулирования числа включенных агрегатов, то нагрузка ГАЭС

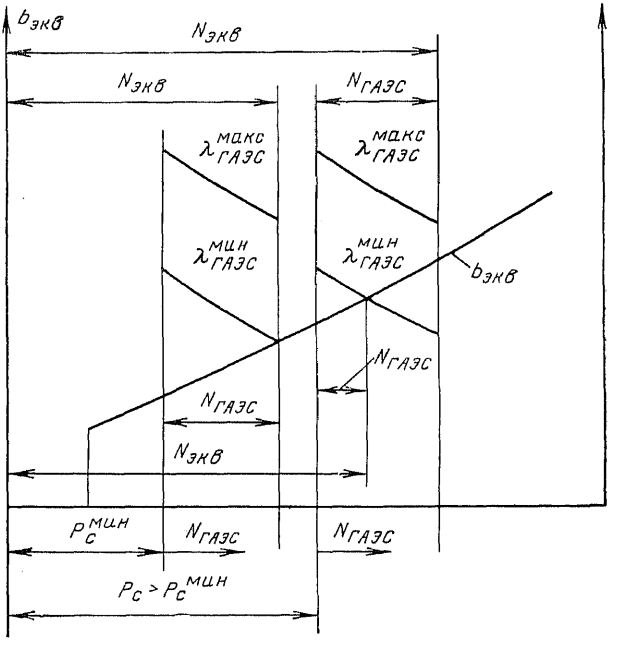


Рис. 12.15. Определение режима ГАЭС в заряде.

будет изменяться скачкообразно (рис. 12.14,*а*). При этом будут иметь место режимные потери топлива на ТЭС при обеспечении работы ГАЭС с максимальным к. п. д. в любом режиме. Вопрос о выборе того или иного способа ведения режима заряда может быть решен только с помощью оценки всех возможных последствий от изменения режимов ГАЭС.

Определение нагрузки ТЭС в режиме заряда ГАЭС для $P_c = P_c^{мин}$ и $P_c > P_c^{мин}$ показано на рис. 12.15. На рис. 12.16 даны в общем виде зависимости $W_{гаэс}$ от $\lambda_т$ и $\lambda_н$.

В гл. 6 было показано, что учет в дифференциальных характеристиках ГЭС потерь мощности в напорных водоводах, дополнительных режимных потерь за счет переменного напора, уровней бьефов приводит как к повышению абсолютных значений $q_{гэс}$, так и к увеличе-

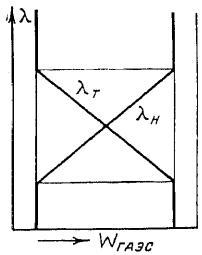


Рис. 12.16. Зависимости $\lambda_т$ и $\lambda_н$ от $W_{гаэс}$.

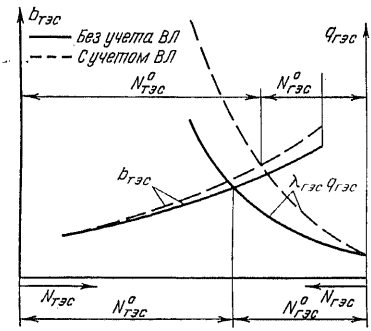


Рис. 12.17. Учет влияния потерь мощности в ВЛ на распределение нагрузки в системе.

нию наклона $q_{гэс}(N_{гэс})$. Следствием этого будет снижение эффективности работы ГЭС с переменной нагрузкой и пережог топлива в системе по сравнению со случаем постоянства напора на агрегатах ГЭС при заданном значенини $W_{гэс}$.

12.4. ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ГЭУ В СУТОЧНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ (ОБЩИЙ СЛУЧАЙ)

Обобщим полученные выше результаты для простейшего случая работы одной ГЭС или ГАЭС в концентрированной энергосистеме на более сложные.

Распределение активных нагрузок в энергосистеме с одной ГЭС или ГАЭС при заданной схеме ВЛ. В этом случае условие

баланса нагрузок в системе запишется в виде

$$\sum_{\gamma=1}^{s} P_{\gamma}(t) - N_{\text{гэс}}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_{\text{тэс}j}(t) + \Delta P_{\text{с}}(t) = \varphi(t) = 0, \quad (12.93)$$

где $P_{\gamma}(t)$ — нагрузка γ-го узла системы; $\Delta P_{\text{с}}$ — потери мощности в ВЛ, рассчитываемые по формуле

$$\Delta P_{\text{с}} = \sum_{\omega=1}^{l} r_{\omega} \frac{N^2{}_{\omega} + \theta^2{}_{\omega}}{u_{\omega}}, \quad (12.94)$$

где r_{ω} — активное сопротивление, Ом, ω-го участка ВЛ, 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:

$$\left.\begin{aligned} &b_{\text{тэс}j}(t)(1 - \sigma^{p}{}_{p1}(t)) - b_{p1}(t)(1 - \sigma^{p}{}_{pj}(t)) \Rightarrow \min; \\ &\lambda_{\text{гэс}} q_{\text{гэс}}(t)(1 - \sigma^{p}{}_{p1}(t)) - b_{p1}(t)(1 - \sigma^{p}{}_{\text{гэс}}(t)) \Rightarrow \min. \end{aligned}\right\} \quad (12.95)$$

Для допустимой зоны они могут быть переписаны в виде

$$\frac{b_{\text{тэс}j}(t)}{1 - \sigma^{p}{}_{pj}(t)} = \lambda_{\text{гэс}} \frac{q_{\text{гэс}}(t)}{1 - \sigma^{p}{}_{\text{гэс}p}(t)} = \frac{b_{\text{тэс}1}(t)}{1 - \sigma^{p}{}_{p1}(t)}, \quad (12.96)$$

где $\sigma^{p}{}_{pj}$ и $\sigma^{p}{}_{\text{гэс}p}$ — относительные приросты потерь активной мощности в ВЛ:

$$\sigma^{p}{}_{pj} = \frac{\partial \Delta P_{\text{с}}}{\partial N_{\text{тэс}j}}; \quad \sigma^{p}{}_{\text{гэс}p} = \frac{\partial \Delta P_{\text{с}}}{\partial N_{\text{гэс}}}. \quad (12.97)$$

Величины $\sigma^{p}{}_{pj}$ и $\sigma^{p}{}_{\text{гэс}p}$ показывают, насколько изменятся потери активной мощности в ВЛ при увеличении (уменьшении) нагрузки j-й ТЭС или ГЭС и, как следствие этого — перераспределение потоков мощности в ВЛ.

В (12.96) опущены множители $\lambda(t)$, которые могут принимать любые значения, кроме нулевых, и вводятся для учета необходимости соблюдения баланса активной нагрузки в системе. Вместо них введен относительный прирост некоторой балансирующей станции (здесь ТЭС-1). Для нее обычно можно считать, что $\sigma^{p}{}_{p1}(t) \equiv 0$.

Запишем (12.96) в следующем виде:

$$b_{\text{тэс}j}(t)k_j(t)=\lambda_{\text{гэс}}q_{\text{гэс}}(t)k_{\text{гэс}}(t)=$$
$$=b_1(t)k_1(t), \qquad (12.98)$$
$$j=2,\ 3,\ \ldots,\ m,$$

где k_j, $k_{\text{гэс}}$ и k_1 — поправочные коэффициенты

$$k_j(t)=\frac{1}{1-\sigma^p_{pj}(t)};\quad k_{\text{гэс}}(t)=\frac{1}{1-\sigma^p_{\text{гэс}p}(t)},\quad k_1=\frac{1}{1-\sigma^p_{p1}(t)}. \qquad (12.99)$$

Численные значения σ^p_{pj}, $j=1,\ \ldots,\ m$ и $\sigma^p_{\text{гэс}p}$ меньше 1,0. Это означает, что $k_j>1{,}0$ и $k_{\text{гэс}}>1{,}0$, т. е. учет потерь в сетях практически означает простое увеличение $b_{\text{тэс}j}$ и $q_{\text{гэс}}$. При этом электростанции, удаленные от основных узлов нагрузки, будут иметь, как правило, бóльшие значения относительных приростов потерь в сетях. Особенно это касается мощных ГЭС, связанных с энергосистемой длинными линиями. Для таких станций $\sigma^p_{\text{гэс}p}$ линейно зависят от нагрузки, т. е.

$$\sigma^p_{\text{гэс}p}=\frac{\partial P_{\text{вл}}}{\partial N_{\text{гэс}}}=\frac{2N_{\text{гэс}}r}{u^2}. \qquad (12.100)$$

Чем больше σ^p_{pj} или $\sigma^p_{\text{гэс}p}$, *тем меньшую нагрузку будет воспринимать рассматриваемая j-я ТЭС или ГЭС (рис. 12.17).*

Учет ограничений пропускной способности ВЛ и потерь активной мощности в них существенно усложняет задачу поиска оптимального распределения нагрузки в энергосистеме. Связано это с необходимостью решения и сетевой задачи по расчету потоков мощности в ВЛ при заданных P_γ, $\gamma=1,\ \ldots,\ s$,

$$N_{\text{тэс}j},\ j=1,\ 2,\ \ldots,\ m \text{ и } N_{\text{гэс}}.$$

Если в расчете не учитывать потерь мощности в ВЛ, то необходимость соблюдения баланса реактивных нагрузок в системе никак не повлияет на полученные выше результаты.

Одновременное распределение активной и реактивной мощности в системе с учетом потерь в ВЛ означает необходимость учета и баланса реактивных мощностей

$$\sum_{\gamma=1}^{s} \theta_{\gamma}(t) - \theta_{\text{гэс}}(t) - \sum_{j=1}^{m} \theta_{\text{тэс}j}(t) + \Delta\theta_{\text{с}}(t) = \psi(t) = 0, \quad (12.101)$$

где θ_{γ} — реактивная нагрузка γ-го узла, а $\Delta\theta_{\text{с}}$ — потери реактивной мощности в сети, рассчитываемые по формуле

$$\Delta\theta_{\text{с}} = \sum_{\omega=1}^{l} x_{\omega} \frac{N^2_{\omega} + \theta^2_{\omega}}{u^2_{\omega}}, \quad (12.102)$$

где x_{ω} — реактивное сопротивление, Ом, ω-го участка ВЛ.

Соответственно в целевую функцию необходимо будет ввести новое слагаемое $\mu(t)\psi(t)$, где $\mu(t)$ — неопределенный множитель Лагранжа. Кроме того, в расчетах придется учитывать балансы токов (для $\varphi(t)$) и напряжений (для $\psi(t)$ в каждом γ-м узле нагрузки и ВЛ.

Необходимые условия оптимального распределения активной и реактивной нагрузок в системе будут складываться следующим образом (для допустимой зоны нагрузок). Для активной нагрузки системы оно будет соответствовать (12.98), где κ_j следует рассчитывать по формуле

$$\kappa_j(l) = \frac{1}{1 - \sigma^{p}{}_{pj}(l) - \dfrac{\sigma^{\theta}_{pj}\sigma^{p}_{\theta j}}{1 - \sigma^{\theta}_{\theta j}}} > 1{,}0. \quad (12.103)$$

Аналогично рассчитывается и $\kappa_{\text{гэс}}$. В (12.103) относительные приросты σ^{p}_{pj}, σ^{θ}_{pj}, $\sigma^{\theta}_{\theta j}$, $\sigma^{p}_{\theta j}$ соответствуют относительным приростам потерь активной и реактивной мощности в сети при единичном изменении нагрузки j-й станции или ГЭС, т. е.

$$\sigma^{\theta}_{pj} = \frac{\partial\Delta\theta_{\text{с}}}{\partial N_j}; \quad (12.104)$$

$$\sigma^{\theta}_{\theta j} = \frac{\partial\Delta\theta_{\text{с}}}{\partial\theta_j}; \quad (12.105)$$

$$\sigma^{p}_{\theta j} = \frac{\partial\Delta P_{\text{с}}}{\partial\theta_j}. \quad (12.106)$$

Так как все рассмотренные в (12.104)—(12.106) $\sigma^{p}{}_{p}$ меньше 1,0, то вполне очевидно, что все $\kappa_j(t)$ в (12.103) будут больше 1,0 и больше, чем $\kappa_j(t)$, рассчитанные по (12.99).

Это будет означать увеличение соответствующих значений $b_{\text{тэс}j}(t)$ и $q_{\text{гэс}}(t)$ и, как следствие — снижение нагрузок на удаленные станции.

Для распределения реактивной мощности системы в (12.98) в качестве $\kappa_j(t)$, $j=1, \ldots, m$ и $\kappa_{\text{гэс}}$ следует взять следующее выражение:

$$\kappa_j(t) = \frac{\dfrac{\sigma^p_{\theta j}(t)}{1-\sigma^p_{pj}(t)}}{1-\sigma^\theta_{\theta j}(t) - \dfrac{\sigma^\theta_{pj}(t)\,\sigma^p_{\theta j}(t)}{1-\sigma^p_{pj}(t)}} \qquad (12.107)$$

$j=1, 2, \ldots, m$ гидроэлектростанций.

Таким образом, *для одновременного распределения активной и реактивной нагрузок в системе задача еще более усложняется необходимостью балансирования напряжений в узлах нагрузки и появлением дополнительной системы уравнений вида (12.98), где κ_j и $\kappa_{\text{гэс}}$ рассчитываются по (12.107).* Решение такой задачи возможно только итерационным путем. Весьма сложным в этом случае будет и определение относительных потерь мощности в ВЛ.

Неучет баланса реактивных мощностей в системе, как правило, больше всего влияет на изменение режима работы удаленных станций с ВЛ высокого напряжения. Без учета указанного баланса нагрузка таких станций несколько завышается.

Если распределяется только реактивная мощность в сети, то оптимальные режимы ТЭС и ГЭС можно найти по формуле

$$\frac{\sigma^p_{\theta j}(t)}{1-\sigma^\theta_{\theta j}(t)} = \frac{\sigma^p_{\theta \text{гэс}}(t)}{1-\sigma^\theta_{\theta \text{гэс}}(t)} = \frac{\sigma^p_{\theta 1}(t)}{1-\sigma^\theta_{\theta 1}(t)}. \qquad (12.108)$$

Это условие справедливо и для распределения нагрузки между источниками только реактивной мощности в системе.

В реальных условиях напряжение неодинаково в разных точках энергосистемы. То же самое касается и фаз напряжений в узлах сети. По данным [69] учет этих обстоятельств приведет к изменению относительных приростов потерь в сетях каждой станции от 3—5% и выше. В особенности это касается σ^θ_θ и σ^θ_p.

В силу одновременности процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии любое изменение режима станций сразу же сказывается на качественных показателях работы потребителей электроэнергии.

Например, при снижении напряжения в узлах ухудшаются промышленные и коммунально-бытовые условия, наносится ущерб народному хозяйству. Вследствие этого более правильным было бы нахождение оптимального режима электростанций совместно с учетом потребителей энергии. Это потребует, очевидно, и введения иного критерия оптимальности, в том числе и векторного. Учет интересов потребителей энергии во многом мог бы изменить и характер распределения нагрузки в энергосистеме, например, в сторону повышения нагрузки даже на удаленные ГЭС.

Все сказанное выше справедливо и для ГАЭС, причем для насосного режима будет иметь особое значение решение сетевой задачи по балансу токов и напряжений во время пуска насосных агрегатов с учетом ограничений пропускной способности ВЛ и качества напряжения на шинах ГАЭС.

Если в энергосистеме имеется несколько ГЭС или ГАЭС, не имеющих гидравлической связи, то это будет означать появление дополнительных уравнений вида (12.95), т. е.

$$\lambda_{\text{гэс}l} q_{\text{гэс}l}(t)\,\kappa_l(t) - b_{\text{тэс}1}(t)\,\kappa_1(t) \Rightarrow \min. \qquad (12.109)$$

Задача оптимизации суточного режима значительно усложняется при наличии в системе каскада ГЭС, в особенности с малыми значениями времени добегания $\tau_{\text{доб}}$ *между створами.* Для такого каскада необходимо в $q_{\text{гэс}l}$ учитывать гидравлическую связь между режимами смежных ГЭС (подпор и $\tau_{\text{доб}}$ между створами). Любое изменение расхода данной ГЭС будет сказываться на изменении подпора на $(l-1)$-й ГЭС через $\tau_{\text{доб}(l-1)}$ и на режиме нижерасположенной $(l+1)$ станции через $\tau_{\text{доб}l}$. Наличие гидравлической связи в каскаде потребует и изменения расчетных переменных. Здесь лучше всего использовать объемы воды в водохранилищах или расходы ГЭС. В этом случае упрощается расчет относительных приростов мощности ГЭС в каскаде.

Необходимые условия оптимальности режимов ГЭС в системе будут аналогичны (12.109), где $q_{\text{гэс}l}$ при условии постоянства расходов всех остальных ГЭС в каска-

де и известных $\tau_{доб(l-1)}$ и $\tau_{доб l}$ следует рассчитывать по формуле

$$q_{гэсl} = \frac{\partial N_{каск}}{\partial Q_{гэсl}} = \frac{\partial N_{гэс(l-1)}}{\partial Q_{гэсl}} + \frac{\partial N_{гэсl}}{\partial Q_{гэсl}} + \frac{\partial N_{гэс(l+1)}}{\partial Q_{гэсl}}. \quad (12.110)$$

Чем больше $\tau_{доб}$ *между створами и более длительный вид регулирования имеют ГЭС каскада, тем меньше будет их взаимное влияние друг на друга в суточной задаче.*

Влияние изменения режима ГЭС на показатели эффективности энергосистемы будет уменьшаться при учете ограничений со стороны ВХС, при уменьшении объемов воды, проходящей через турбины ГЭС, при снижении удельного веса гидростанций в системе.

Но одновременно роль ГЭС и ГАЭС в энергосистемах будет увеличиваться по мере ввода новых крупных тепловых блоков на ТЭС и АЭС. При этом основное значение может иметь уже не «топливный эффект» ГЭС, а их влияние на надежность и живучесть энергосистемы. В этом случае, возможно, многие ГЭС будут в основном выполнять роль оперативного резерва системы. В распределении плановой суточной нагрузки будут участвовать крупные ГЭС с большими регулирующими водохранилищами.

С изменением критерия оптимальности изменится и вид необходимых условий рационального распределения нагрузки в системе. Однако подход и методы решения такой задачи будут аналогичны рассмотренным выше.

12.5. ИНТЕГРАЛЬНЫЕ КРИВЫЕ НАГРУЗКИ В РАСЧЕТАХ РЕЖИМОВ ГЭС

Интегральной кривой суточного графика нагрузки[1] *называется зависимость суточной выработки энергии от мощности* $Э_с = Э_с(P_с)$ *или* $Э_{пик} = Э_{пик}(N_{пик})$. Она рассчитывается для заданного графика $P_с(t)$ следующим образом.

Задаются рядом значений пиковой мощности электростанций $N_{пик} = N_1$, N_2 и т. д. до $P_с^{макс}$ (рис. 12.18). Определяется площадь графика нагрузки $P_с(t)$, расположенная между $P_с = P_с^{макс}$ и горизонтальной линией, соответ-

[1] В некоторых источниках ее называют анализирующей кривой графика нагрузки.

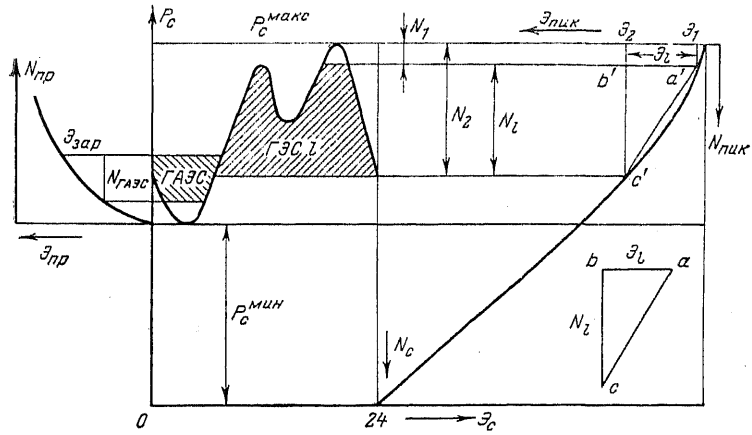


Рис 12.18. Расчет режима ГЭС по интегральной кривой нагрузки.

ствующей разности $P_c^{макс}$ и $N_{пик}$, т. е. определяется $Э_{пик} = Э_{пик}(N_{пик})$ по формуле

$$Э_{пик} = Э_{пик}(N_{пик}) = \int_0^{N_{пик}} t(N_{пик})\, dN_{пик}. \qquad (12.111)$$

Построенная кривая может быть использована и для расчета $Э_c$ при задании N_c от 0 до $P_c^{макс}$ (рис. 12.18).

Полученная таким способом 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. Она 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 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 на рис. 12.18. Практически это будет означать, что прямоугольный треугольник abc с катетами $(Э_l, N_l)$ совместится с треугольником $a'b'c'$ на интегральной кривой.

Наиболее широко интегральная кривая нагрузка используется при проектировании ГЭС и ГАЭС, причем отличие полученного по ней режима ГЭС или ГАЭС от оптимального (см. § 12.3) будет тем меньше, чем больше ограничений накладывается на их режим и чем меньше удельный вес этих станций в энергосистеме.

Правомерность использования интегральной кривой для расчетов суточных режимов подтверждается и следующим положением. Предположим, что в качестве изо-

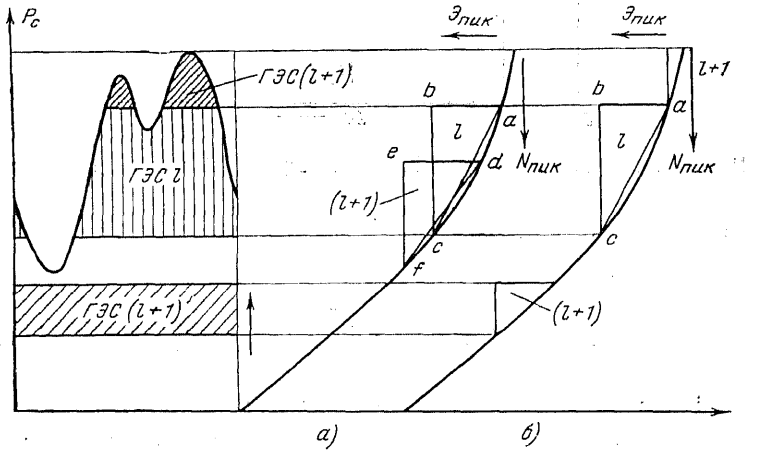


Рис. 12.19. Расчет режима и группы ГЭС по интегральной кривой нагрузки.

периметрического условия работы ГЭС или ГАЭС вместо (12.32) задано:

$$Э_{гэс} - \int_0^T N_{гэс}(t)\,dt = 0. \qquad (12.112)$$

Тогда необходимое условие оптимального распределения нагрузки в системе для турбинного режима примет вид:

$$b_{экв}(N_{экв}(t)) = \lambda_т = \lambda_т(t) = \text{const}, \qquad (12.113)$$

а для насосного

$$b_{экв}(N_{экв}(t)) = -\lambda_п = \lambda_н(t) = \text{const}, \qquad (12.114)$$

т. е. наиболее оптимальным является режим ТЭС с максимально постоянной мощностью в течение суток с уче-

том ограничений режимов ГЭС и ТЭС, что и реализуется на интегральной кривой нагрузки.

Рассмотренный способ приближенного расчета суточного режима ГЭС весьма прост и нагляден. Однако он применим только при независимости режимов разных ТЭС и ГЭС друг от друга. В противном случае возможно получение ситуации, показанной на рис. 12.19,*а*. Здесь треугольники *abc* и *def* для двух ГЭС (l-й и (l+1)-й) взаимно перекрывают друг друга на интегральной кривой нагрузки. В подобном случае требуется принятие дополнительных условий для определения режимов каждой ГЭС.

Например, для рис. 12.19,*б* принято условие максимального участия двух ГЭС в покрытии пиковой части графика нагрузки. В связи с этим (l+1)-я ГЭС, как обладающая большими возможностями регулирования, будет работать как в пиковой, так и в базовой части графика нагрузки системы.

Точно так же можно определять и режимы группы ГЭС при заданном порядке их размещения в графике нагрузки системы и известных максимальных рабочих мощностях.

Следует предостеречь от характерной ошибки в расчетах режимов группы ГЭС, для каждой из которых заданы $Э_l$ и N_l. Она возникает, если совместный режим этих станций определяют по общему треугольнику с катетами, равными сумме всех $Э_l$ и N_l. Подобный прием можно применять либо только для базовой части графика нагрузки системы, либо при априорной уверенности в том, что все частные треугольники с катетами $Э_l$ и N_l размещаются в зоне существования общего независимо друг от друга.

Режим заряда ГАЭС также можно определять по интегральной кривой, связывающей между собой площадь «провала» графика нагрузки $Э_{пр}$ с соответствующей ей используемой мощностью $N_{пр}$ (по рис. 12.18). Для построения указанной интегральной кривой задаются постоянной мощностью ТЭС, равной сумме $P_с^{мин}$ и $N_{пр}$, и определяют $Э_{пр}$ по формуле

$$Э_{пр} = \int_0^{N_{пр}} t(N_{пр})\, dN_{пр}. \qquad (12.115)$$

Расчет режима $N^{н}_{\text{гаэс}}(t)$ по $Э_{\text{пр}}(N_{\text{пр}})$ производится далее так же, как и для режима ГЭС, рассмотренного выше. Однако здесь задаются $N^{\text{макс}}_{\text{пр}} = N^{\text{макс}}_{\text{гаэс}}$ и $Э_{\text{зар}} = Э_{\text{пр}}$. Кроме того, режим ТЭС будет переменным во времени при ограниченной мощности $N_{\text{гаэс}}$. Мощность ТЭС для режима заряда следует рассчитывать как сумму $P_{\text{с}}(t)$ и $N_{\text{гаэс}}(t)$, найденной по $Э_{\text{пр}}(N_{\text{пр}})$.

12.6. ОСОБЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГЭУ В СУТОЧНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

Разнообразие видов ГЭУ и особенностей их режимов в суточном графике нагрузки приводит к необходимости использования не только способов, рассмотренных в § 12.3 и 12.4.

Примером этого может быть электрическое компенсирующее регулирование. Для него часть ГЭС системы работает по режиму максимума использования своей подведенной мощности, а другие определяют свой режим уже на основе общесистемных требований, в частности, максимума выравнивания режимов ТЭС или АЭС в течение суток.

Для каскада ГЭС, работающих в составе ВХС, требования последней могут во многом определять и возможности регулирования каскадом электрической нагрузки. Примером могут служить режимы вынужденных холостых сбросов для рыбного хозяйства, максимальное выравнивание режимов ГЭС в течение суток по требованию ВХС и экологии бассейна реки и т. д.

Все это ограничивает регулировочный диапазон участия ГЭС в суточном графике нагрузки и приводит к необходимости решения совершенно новых задач, отличных от рассмотренных выше, в частности, к расчету оптимального суточного режима группы ГЭС при известном их суммарном графике работы или заданных попусках в каскаде по требованиям ВХС.

Другими словами, требуется найти такой режим каждой ГЭС $N_{\text{гэс}l}(t)$, который бы обеспечил покрытие заданного графика их суммарной нагрузки $N_{\text{гэс}}(t)$:

$$N_{\text{гэс}}(t) - \sum_{l=1}^{n} N_{\text{гэс}l}(t) = 0 \qquad (12.116)$$

при известной бытовой приточности, заданных характеристиках ГЭС и ограничениях их режимов.

В этой задаче весьма сложен выбор критерия оптимальности работы группы ГЭС.

Например, для ГЭС только энергетического назначения он может соответствовать

$$\sum_{l=1}^{m} N_{\text{гэс}l}^{\text{под}}(t) = \sum_{l=1}^{m} 9{,}81 Q_{\text{гэс}l}(t) H_{\text{гэс}l}(t) \Rightarrow \min \qquad (12.117)$$

или при $H_{\text{гэс}l}(t) = \text{const}$

$$\sum_{l=1}^{m} Q_{\text{гэс}l}(t) \Rightarrow \min. \qquad (12.118)$$

При значительных колебаниях напора на ГЭС для учета неустановившихся процессов в каскаде в качестве критерия оптимальности необходимо использовать

$$\int_0^T \left(\sum_{l=1}^{m} N_{\text{гэс}l}^{\text{под}}(t) \right) dt \Rightarrow \min. \qquad (12.119)$$

Если водохранилища ГЭС имеют комплексное назначение, то в качестве критерия оптимальности может, например, использоваться условие максимальной экономии водных ресурсов в каскаде или определенном водохранилище за заданный период T или в интервале $\Delta t \in T$.

Для решения поставленной задачи следует применять те же методы и приемы, которые были описаны в § 12.3, но с учетом конкретных особенностей ГЭС. В том числе необходимым условием оптимального распределения $N_{\text{гэс}}(t)$ для группы изолированных ГЭС и в каскаде с $\tau_{\text{доб}l} \gg T$ для критерия (12.118) будет следующее:

$$q_{\text{гэс}1}(t) = q_{\text{гэс}2}(t) = \ldots = q_{\text{гэс}n}(t) = \lambda(t). \qquad (12.120)$$

Для критерия (12.117) и (12.119)

$$H_{\text{гэс}1} q_{\text{гэс}1}(t) = H_{\text{гэс}2} q_{\text{гэс}2}(t) = \ldots$$
$$\ldots = H_{\text{гэс}n} q_{\text{гэс}n}(t) = \lambda(t). \qquad (12.121)$$

Дифференциальные показатели, входящие в (12.120) и (12.121), различаются между собой способом их расчета. Условия оптимального распределения $N_{\text{гэс}}(t)$ значительно усложнятся для каскадов с малыми значениями $\tau_{\text{доб}}$ и при необходимости учета баланса расходов в каскаде.

Сделанные выводы будут справедливы и для случая работы одной ГЭС или группы ГЭС на изолированную нагрузку.

Глава тринадцатая

ОПТИМАЛЬНЫЕ ДЛИТЕЛЬНЫЕ (ДО ГОДА ВКЛЮЧИТЕЛЬНО) РЕЖИМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

13.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Из всех типов гидроэнергетических установок практически только ГЭС могут обладать собственными водохранилищами годичного регулирования. Можно, конечно, представить себе, что ГАЭС при весьма благоприятных гидрологических, топографических, геологических и энергоэкономических условиях также могут обладать верхними бассейнами регулирующей способностью более чем недельной или месячной. Однако такие ГАЭС (ГЭС — ГАЭС не рассматриваются) в Советском Союзе пока отсутствуют и, видимо, еще долго не появятся. Нет и насосных станций, обладающих водохранилищами годичного регулирования. Поэтому при рассмотрении оптимизации длительных режимов в дальнейшем мы будем касаться только гидроэлектростанций.

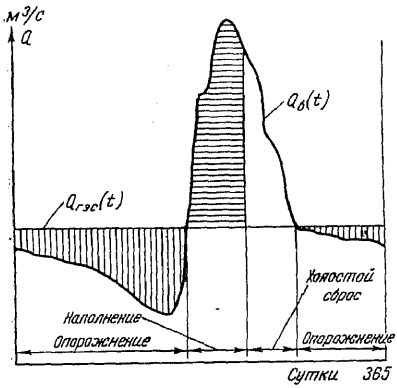


Рис. 13.1. Характерные периоды режима ГЭС при годовом регулировании.

Планирование оптимальных длительных (долгосрочных) режимов ГЭС необходимо для осуществления рациональной эксплуатации водохранилищ. На основе расчета оптимального режима составляются и корректируются годовые и квартальные производственные планы как отдельных электростанций, так и энергосистемы в целом. Результатом длительной оптимизации должна явиться также исходная гидрологическая информация для оптимизации краткосрочных режимов и управления ими в темпе производства.

Весь годовой цикл работы ГЭС годичного регулирования можно условно разбить на четыре периода (рис. 13.1). В первый период — сработки водохранилища ГЭС использует весь бытовой сток и дополнитель-

но полезный объем водохранилища. В течение второго периода — наполнения часть бытовой приточности остается в водохранилище, а часть пропускается через турбины ГЭС. При этом чем меньше полезный объем водохранилища по отношению к стоку половодья, тем больший расход воды может быть пропущен через турбины ГЭС, а следовательно, большую мощность она может выдать. В этом случае ГЭС может работать с установленной мощностью. Наоборот, чем больше объем водохранилища и меньше сток половодья, тем в общем случае больший расход приточности должна отдавать ГЭС на заполнение водохранилища и тем меньшей мощностью она сможет работать.

Если после заполнения водохранилища бытовой расход будет больше максимальной пропускной способности турбин ГЭС $Q_{\text{гэс}}^{\text{макс}}$, то излишки воды должны неизбежно сбрасываться. В этом случае наступает третий период — холостой сброс. Он продолжается до тех пор, пока бытовой расход не станет равным максимальной пропускной способности турбин. В течение всего периода сброса турбины ГЭС работают при полном открытии своих направляющих аппаратов. Если при этом из-за повышения уровня нижнего бьефа не произойдет уменьшения располагаемой мощности, то ГЭС будет работать с полной установленной мощностью, включая все виды резерва, в базисе графика нагрузки.

После того как период сброса закончится, наступит четвертый период. Он характеризуется тем, что в течение его ГЭС будет работать на бытовом стоке и, следовательно, при неизменной отметке уровня водохранилища, равной НПУ. В таком режиме водохранилище ГЭС будет работать до тех пор, пока бытовой расход будет обеспечивать требуемую из условий работы системы мощность. Затем начнется период сработки, который будет продолжаться до следующего половодья и т. д.

Режим работы ГЭС и количество вырабатываемой ею электроэнергии в период сработки водохранилища определяется, как это следует из § 10.2, режимами и значением бытовой приточности, требованиями неэнергетических участников ВХК, а также режимом электропотребления. Следовательно, количество вырабатываемой ГЭС электроэнергии не зависит от режима ее работы до начала периода сработки. Вместе с тем при заданном хозяйственном водопотреблении и бытовом

гидрографе работа ГЭС с очень большой мощностью в начале периода может привести к тому, что водохранилище быстро опорожнится и тем самым не сможет обеспечить необходимую мощность ГЭС в конце периода. Наоборот, некоторая задержка сработки в начале периода позволяет увеличить мощность в конце его. Следовательно, режим регулирования за период сработки нельзя считать совершенно независимым от режима работы ГЭС в течение последующей части года. Это подтверждается также и необходимостью достижения наилучших экономических показателей как энергетической системы, так и ВХК в целом.

Таким образом, стремясь получить от ВХК максимальную экономическую эффективность, необходимо строить режим водохранилища исходя из цикла регулирования. Чем больше относительный полезный объем водохранилища, тем теснее связь режима работы ГЭС во время опорожнения водохранилища с режимом работы за оставшийся период и прежде всего период наполнения.

Когда относительный объем водохранилища настолько велик, что холостые сбросы воды совершенно отсутствуют, а период работы ГЭС на бытовом стоке также отсутствует или незначителен, режим ее работы с точки зрения достижения наибольшего экономического эффекта не может рассматриваться раздельно по периодам.

ГЭС годичного регулирования, так же как и ГЭС суточного регулирования, во время сработки водохранилища для того, чтобы обеспечить наиболее благоприятный для блочных ТЭС и АЭС равномерный режим работы, обычно располагается в верхней части графика нагрузки энергосистемы и осуществляет суточное регулирование. Это особенно относится к тем системам, которые испытывают дефицит пиковой мощности. Во время наполнения место ГЭС в графике нагрузки определяется прежде всего режимом приточности и относительным объемом водохранилища и может быть в любой зоне графика нагрузки системы.

В период холостых сбросов во избежание неоправданной потери энергии ГЭС работает с наибольшей возможной мощностью и обычно располагается в базисной части графика нагрузки системы. Следовательно, в этот период режим работы ГЭС, если на него не наложено каких-либо превходящих условий со стороны

ВХК, определяется исключительно гидрологической обстановкой и не зависит от режима ее работы в последующий период, т. е. ГЭС годичного регулирования работает так же, как ГЭС без регулирования. В некоторых случаях во время холостых сбросов ГЭС может вести ограниченное суточное регулирование напором (см. § 10.2).

Наконец, в период работы ГЭС на бытовом расходе ее режим не будет отличаться от того, который бывает у ГЭС, обладающей водохранилищем суточного регулирования.

На указанные общие принципы размещения ГЭС в энергетическом балансе системы в известной мере могут повлиять режимы бьефов. Так, при осуществлении низко- и средненапорными ГЭС суточного регулирования режим нижнего бьефа может существенным образом влиять на располагаемые напоры и мощность ГЭС, а следовательно, и на ее роль в покрытии пиков нагрузки. При сработке верхнего бьефа располагаемый напор также снижается, что приводит к аналогичным последствиям.

Необходимо, однако, подчеркнуть всю условность высказанных утверждений относительно характера режимов ГЭС в различные периоды регулирования. Гидрологическая обстановка, учет требований на воду со стороны неэнергетических компонентов ВХК, качественная и количественная характеристики топлива на ТЭС, характер требований на электроэнергию со стороны ее потребителей — все это может привести к появлению картин, существенно отличающихся от рассмотренных. Истинный их характер может быть выявлен только на основе оптимизации как режимов ГЭС (энергосистемы), так и режимов всего ВХК.

Итак, при длительном регулировании, так же как и при суточном, в зависимости от режима ГЭС будут различными и режимы других электростанций, и соответствующие им расходы энергетического топлива, а следовательно, различна и экономическая эффекивность работы системы.

Тогда появляется задача найти и реализовать такой режим, который был бы для энергосистемы по какому-либо критерию наиболее выгодным, т. е. оптимальным. Поскольку водохранилище годичного регулирования имеет, как правило, комплексное назначение, подобного

рода оптимизацию следует проводить для всего ВХК. Подходы к решению такой задачи описаны в § 11.4.2.

Следует обратить также внимание и на то, что определенную специфику будет иметь оптимизация режима каскада ГЭС, тем более если отдельные гидроэлектростанции, связанные по воде, работают в различных энергетических системах, отличающихся между собой по характеру используемых энергетических ресурсов и условиям топливо-энергетического баланса.

Подобного рода частности должны отражаться в соответствующих математических моделях.

13.2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В § 11.4 была сформулирована общая математическая постановка задачи планирования оптимального режима энергосистемы. Рассмотрим теперь конкретную постановку задачи оптимизации длительного режима энергосистемы. Для простоты изучения методики расчета рассмотрим ее в несколько схематизированном виде.

Пусть в составе ВХК наряду с неэнергетическими участниками имеется несколько ГЭС с водохранилищами длительного регулирования, входящими также в состав сложного энергообъединения. Будем рассматривать задачу в постановке одноцелевой оптимизации и и с этой целью примем, что энергетика в данном ВХК является ведущей отраслью, а требования на воду остальных его участников учитываются в виде заданных технологических ограничений на режим ГЭС.

Наконец, будем полагать, что используемая исходная информация носит детерминированный характер и что в процессе управления никаких случайных воздействий на систему не производится.

Задача в такой постановке хотя и носит элементы упрощения, однако в настоящее время она широко используется и оправдана тем, что более строгие методы и алгоритмы многоцелевой оптимизации для режимных задач недостаточно разработаны. Кроме того, имеются чисто вычислительные трудности, особенно при вероятностной постановке задачи.

Итак, пусть рассматриваемая система состоит из m тепловых и n гидравлических электростанций, режимы которых необходимо должным образом оптимизировать. Пусть также в этой системе имеется группа электро-

станций, не участвующих в покрытии переменной части графика нагрузки, т. е. работающих без регулирования мощности. К таким станциям могут быть отнесены некоторые мелкие ТЭС и ГЭС, переменный режим которых практически не влияет на экономичность режима системы. Отнесем к этой же категории и АЭС, работа которых в переменном режиме крайне нежелательна. Это положение можно принять лишь в известной мере условно, так как в принципе регулировочный диапазон мощностей на АЭС имеется и в некоторых пределах он практически используется. Однако вследствие того, что ядерное топливо и издержки на его сжигание принципиально отличаются от органического топлива и соответствующих издержек на его использование, то оптимизация режима энергосистемы при наличии в ней атомных электростанций в вычислительном отношении несколько усложнится. В настоящее время еще нет достаточно апробированного метода оптимизации совместной работы ГЭС, АЭС и ТЭС (и тем более при участии ГАЭС).

Примем с учетом сделанных предпосылок в качестве критерия оптимальности наиболее общий из рассмотренных в § 11.4 критериев — условие минимума эксплуатационных издержек на сжигание органического топлива за расчетный период $T=t_к-t_0$. Формулировка задачи при этих предпосылках будет соответствовать той, которая описана в § 11.4.

Суммарные издержки на топливо в соответствии с (11.32) запишем в следующем виде:

$$И_с=\sum_{j=1}^{m} Ц_j \int_{t_0}^{t_к} B_j [N_j(t)]\, dt, \qquad (13.1)$$

где $Ц_j$ — цена единицы топлива, расходуемого на j-й ТЭС; $B_j[N_j(t)]$ — расходная характеристика j-й ТЭС.

В любой момент времени t ($t_0 \leqslant t \leqslant t_к$) периода T мощность всех ТЭС системы, режим которых подвергается оптимизации, может быть определена по следующему балансовому соотношению мощностей в системе:

$$\sum_{j=1}^{m} N_j(t)=P_с(t)-\sum_{l=1}^{n} N_l(t)-\sum_{k=1}^{M} N_k(t)+\sum_{s=1}^{N} \Delta P_s(t), \qquad (13.2)$$

где $P_с(t)$ — заданный график нагрузки системы; $N_j(t)$ — график мощности j-й ТЭС; $N_l(t)$ — график мощности l-й ГЭС; $N_k(t)$ — график мощности k-й нерегулируемой

электростанции системы; $\Delta P_s(t)$ — потери мощности в s-й ВЛ.

Мощность l-й ГЭС в любой момент времени t определяется по формуле

$$N_l(t)=9{,}81\eta_l Q_l(t) H_l(t). \qquad (13.3)$$

При этом к. п. д. ГЭС является функцией расхода ГЭС Q_l и напора H_l, т. е.

$$\eta_l=\eta_l[Q_l(t),\ H_l(t)]. \qquad (13.4)$$

Подставив (13.3) в (13.2), получим следующее выражение целевой функции, отражающей принятое условие минимизации топливной составляющей эксплуатационных издержек системы:

$$И_c=\sum_{j=1}^{m} Ц_j \int_{t_0}^{t_к} \left[P_c(t) - \sum_{l=1}^{n} 9{,}81\eta_l Q_l(t) H_l(t) - \right.$$
$$\left. - \sum_{k=1}^{M} N_k(t) - \sum_{r=1}^{R} N_r(t) + \sum_{s=1}^{N} \Delta P_s(t) \right] dt, \qquad (13.5)$$

где $\sum_{r=1}^{R} N_r(t)$ — график мощности всех регулируемых ТЭС системы за исключением j-й.

Эта условная функция отражает далеко не общие условия минимизации и в зависимости от конкретной постановки задачи (например, учет АЭС и ГАЭС) ее характер может измениться.

При оптимизации длительного режима весь период регулирования T разбивается, как это делается при обычных водноэнергетических расчетах, на n в общем случае неодинаковой длительности интервалов. Для равнинных рек обычно выбираются месячные интервалы в период межени и недельные (декадные) в период паводка. Каждому из этих интервалов будет соответствовать своя *среднеинтервальная информация*, которая в зависимости от ее характера может быть получена или в результате суточной оптимизации или на основе статистических данных (см. § 13.4). В соответствии с этим все *мгновенные характеристики*, т. е. характеристики, определяющие показатели режима в данный момент и входящие в уравнение (13.5), должны быть заменены на среднеинтервальные. Эти характеристики позволяют учесть внутриинтервальную (су-

точную, недельную, месячную) неравномерность режима и свести, таким образом, оптимизацию режима по рабочим мощностям к оптимизации по их среднеинтервальным значениям. Тогда выражение (13.1) при неизменной в течение года цене топлива для j-й ТЭС запишется в следующем виде:

$$И_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} Ц_j B_j (N_{jl}) \Delta t_i, \qquad (13.6)$$

где i — номер расчетного интервала длительностью Δt_i.

Для того чтобы математическую модель представить в полном виде, необходимо целевую функцию дополнить условиями ограничений, накладываемых как на систему в целом, так и на отдельные ее элементы.

В качестве таких ограничений обычно используются:

1) уравнение связи, отражающее баланс нагрузки системы. В соответствии с (13.2) запишем его в следующем виде:

$$\psi(t) = P_{\text{с}}(t) - \sum_{j=1}^{m} N_j(t) - \sum_{l=1}^{n} N_l(t) - \\ - \sum_{k=1}^{M} N_k(t) + \sum_{s=1}^{N} \Delta P_s(t); \qquad (13.7)$$

2) объем стока в створе ГЭС за расчетный период

$$W_l = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} Q_l(t)\, dt. \qquad (13.8)$$

Это равенство при заданном гидрографе по существу отражает граничные условия, накладываемые на режим водохранилища, и в соответствии с этим может быть заменено граничными значениями отметок верхнего бьефа в момент t_0 и $t_{\text{к}}$ или соответствующими значениями объемов водохранилища;

3) развиваемые всеми электростанциями системы мощности, а также нагрузки всех линий электропередачи; они должны принадлежать некоторой допустимой области изменения переменных, определяемой условиями непревышения предельных значений:

$$N_j^{\text{мин}}(t) \leqslant N_{j_*}(t) \leqslant N_j^{\text{макс}}(t); \qquad (13.9)$$

$$N_l^{\text{мин}}(t) \leqslant N_l(t) \leqslant N_l^{\text{макс}}(t); \qquad (13.10)$$

$$P_s^{\text{мин}}(t) \leqslant P_s(t) \leqslant P_s^{\text{макс}}(t). \qquad (13.11)$$

Таким образом, математическая модель оптимизируемого длительного режима энергосистемы по условию достижения минимума эксплуатационных издержек на топливо выражается совокупностью уравнений и неравенств (13.6)—(13.11). В ней нет ограничений на состав генерирующих объектов, число ГЭС в системе или формы связи их между собой (работа в каскаде или изолированно по воде).

Однако математическая модель еще не является исчерпывающим материалом для определения оптимальных режимов. Она может быть реализована лишь определенным методом. Известно много методов нахождения экстремумов, но в зависимости от характера задачи и ее постановки каждый из них будет проявлять различные качества, а некоторые могут оказаться и вовсе непригодными.

Основным критерием здесь является прежде всего характер целевой функции, т. е. той гиперповерхности, которую она описывает. Если эта гиперповерхность является выпуклой, т. е. если задача является одноэкстремальной, то пригодными становятся наиболее распространенные для решения экстремальных задач математического программирования локальные градиентные методы со всеми своими многочисленными модификациями. Если характер гиперповерхности является невыпуклый, а целевая функция — многоэкстремальной, то пригодный метод следует искать среди глобальных методов. Обычно в качестве таковых используются методы случайного поиска.

Трудность выбора того или иного метода или комбинации их здесь заключается в том, что характер целевой функции (задачи) заранее не известен. Требуется провести определенные и отнюдь нелегкие исследования, чтобы получить возможность утверждать, является ли задача унимодальной или полимодальной. Опыт показывает, что в ряде случаев, определяемых прежде всего характером исходных зависимостей, задача длительной оптимизации получается многоэкстремальной. Тем не менее из опыта также следует, что в ряде подобных случаев вполне приемлемые результаты получаются при использовании локальных методов. Правомерность ис-

пользования их на конкретном объекте подтверждается путем проведения серии расчетов с различным начальным состоянием системы, в качестве которого может быть принята, например, кривая сработки и наполнения водохранилищ ГЭС. *Если при этом конечные результаты в пределах заданной точности совпадают, то правомерность использования исследуемого локального метода считается доказанной.*

Ясно, что различие в постановке задачи (детерминированной или вероятностной) и в используемых методах влечет за собой различие в алгоритмах.

В настоящее время при эксплуатации каскадов ГЭС используются две программы, написанные на Фортран-IV. В основе одной из них (РК-78), разработанной во ВНИИЭ, лежит метод проекции градиента, в основе другой (КД-2), разработанной в МЭИ — метод статистического градиента. Обе они проявили себя весьма положительно и с успехом используются на практике.

13.3. ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

При оптимизации длительных режимов может использоваться как детерминированная, так и вероятностная информация (см. § 11.4.3). Однако каждый из указанных видов информации потребует использования своих методов расчета.

Всю исходную информацию, необходимую для проведения оптимизационных расчетов при длительном регулировании, можно условно разбить на пять групп:

1) информация, относящаяся к функционированию энергетических систем в целом;

2) информация о тепловых (включая атомные) электростанциях;

3) информация о гидроэлектростанциях;

4) информация о потребителях электроэнергии;

5) информация о неэнергетических участниках водохозяйственного комплекса.

Информация об энергетической системе в целом. Эта группа исходных данных характеризует основные параметры рассматриваемой энергосистемы. К ним относятся: график нагрузки и энергетические параметры системы в целом, число отдельных узлов (подсистемы), параметры ВЛ, общее количество ГЭС и их расположение по узлам и каскадам, состав других электростанций и пр.

Информация о тепловых и атомных электростанциях. В эту группу входят исходные данные, определяющие энергетические показатели ТЭС и АЭС. В числе этих данных следует отметить зависимость расхода топлива от мощности $B=B(N_{\text{тэс}})$ и характеристики относительных приростов (дифференциальные характеристики) $b=b(N_{\text{тэс}})$. Подобного рода характеристики, как было отмечено в предыдущей главе, применяются и при суточной оптимизации. Однако если при суточной оптимизации они отражают мгновенный (часовой) расход топлива, то при длительной относятся к более продолжительному расчетному интервалу времени (например, суточному) и отражают указанную зависимость в среднем. Такого рода характеристики, как указывалось в § 13.2, носят название среднеинтервальных (в частности, среднесуточных).

Поскольку прогнозируемые на планируемый год график нагрузки системы и режим бытовой приточности неизбежно включают в себя элементы случайности и в связи с этим имеют вероятностный характер, то и среднеинтервальные характеристики будут отражать *вероятностный характер и принципиально нельзя считать их носителями детерминированной информации.*

К другим энергетическим показателям ТЭС и АЭС следует отнести их режимные предельные значения (технический минимум, номинальная мощность и т. п.), а также всякого рода ситуационные ограничения, появляющиеся в ходе эксплуатации.

Информация о гидроэлектростанциях. Эта группа при оптимизации длительных режимов является наиболее обширной, она включает в себя все виды информации по своей достоверности и определенности. К детерминированной информации относятся характеристики водохранилища и нижнего бьефа, характеристики пропускной способности турбин, режимные ограничения по бьефам и оборудованию ГЭС и пр. Поскольку вся эта информация имеет переменную во времени погрешность, то детерминированной ее можно считать лишь в достаточной степени условно.

К вероятностной информации следует прежде всего отнести данные о режиме речного стока. Речной сток есть непрерывный вероятностный процесс, определяемый множеством стокообразующих факторов, большинство из которых носит случайный характер. Эти факто-

ры по-разному проявляются в различных бассейнах, а иногда и створах одной и той же реки. Вследствие этого гидрология не располагает единой математической моделью речного стока, более того, до сих пор нет достаточной ясности о преимуществах той или иной модели для одного и того же створа (см. § 2.3). Приходится проводить предварительно достаточно сложные математические исследования, чтобы такую ясность получить. Гидрология не располагает также достаточно приемлемыми методами долгосрочного прогнозирования речного стока. Все это, несомненно, затрудняет проведение оптимизационных расчетов.

Так же как и для тепловых электростанций, необходимо иметь среднеинтервальные характеристики и для ГЭС. В качестве таковых обычно используются расходные характеристики, характеристики относительных приростов, реже рабочие:

$$\overline{Q}_{li} = \overline{Q}_{li}(\overline{N}_{li}, \overline{H}_{li}); \tag{13.12}$$

$$\overline{q}_{li} = \overline{q}_{li}(\overline{N}_{li}, \overline{H}_{li}); \tag{13.13}$$

$$\overline{\eta}_{li} = \overline{\eta}_{li}(\overline{N}_{li}, \overline{H}_{li}), \tag{13.14}$$

где $\overline{Q}_{li}$, $\overline{N}_{li}$, $\overline{H}_{li}$, $\overline{\eta}_{li}$ и $\overline{q}_{li}$ — соответственно среднеинтервальные расход, мощность, напор, к. п. д. и относительный прирост l-й ГЭС в i-м интервале времени.

Конкретный вид этих характеристик, так же как и для ТЭС, определяется графиком нагрузки системы и теми режимами ГЭС, ТЭС и АЭС, которые обеспечивают ее оптимальное покрытие. Поскольку при оптимизации длительных режимов энергосистем эти графики прогнозируются на несколько месяцев вперед, то они неизбежно воспринимают различного рода случайности и поэтому носят вероятностный характер. Следовательно, вероятностный характер будут носить и среднеинтервальные характеристики ГЭС (см. § 13.4).

Так же как и для ТЭС исходная информация для ГЭС включает в себя различного рода режимные ограничения по предельным значениям уровней бьефов и показателям оборудования.

Информация о потребителях. Графики нагрузки системы являются одной из важнейших составляющих исходной информации. При длительной оптимизации они задаются на весь расчетный период (до года включительно). Если этот период разбивается на n

интервалов, то в каждом из них нагрузка представляется в виде средней величины. Как уже отмечалось, прогнозирование такого графика нагрузки не может осуществляться на основе детерминированной информации, ибо факторы, определяющие нагрузку (климатические явления, спрос потребителей и т. п.), а также располагаемые мощности никогда наперед не являются достоверно известными. Поэтому *исходная информация о режиме потребления электроэнергии имеет вероятностный характер* и, строго говоря, должна задаваться с учетом этого, т. е., скажем, в виде условных функций распределения среднеинтервальных нагрузок по отдельным узлам системы.

В эту группу информации входит и информация об ущербах, понесенных потребителями в случае недоотпуска необходимого количества и качества электроэнергии, воды или тепла. Ущербы потребителей электроэнергии могут быть представлены как функция от среднеинтервального дефицита (недоотпуска) мощности

$$У_{ki} = У_{ki}(N_{ki}^{\text{деф}}), \qquad (13.15)$$

где $k \in [1, k]$, k-й потребитель электроэнергии; $i \in [1, n]$ — номер интервала времени.

Потребители воды могут понести ущербы вследствие нарушения ограничений по бьефам и изменения качества воды (например, от протечек масла в турбинах). Характеристики этих ущербов могут иметь самые разнообразные формы в зависимости от конкретного вида ограничений. Однако подчеркнем еще раз, что практика в настоящее время не располагает достоверными данными по ущербам. Имеющийся статистический материал по отдельным отраслям народного хозяйства не дает детерминированную информацию на этот счет и всякого рода графические зависимости отражают скорее лишь качественную картину.

Информация о неэнергетических участниках ВХК. Эта информация включает в себя различные данные о режимах потребления воды и поддержания необходимых уровней в бьефах. Если эти данные отражают предельные значения, то они задаются в достаточной мере детерминированно.

Итак, если оценить всю используемую при расчетах длительного регулирования (оптимизации режима) информацию, то прежде всего следует подчеркнуть, что

в самом главном (графике нагрузки и бытовая приточность) она имеет вероятностный характер. Это обстоятельство значительно затрудняет как планирование оптимальных режимов, так и оптимальное управление ими.

В последнем случае появляется необходимость последовательной корректировки оптимального управления на основе поступающей уточненной информации. Такой подход математически не является достаточно строгим, так как он предполагает, что экстремум целевой функции (оптимизируемого параметра), определенный по краевым условиям для всего расчетного периода, будет равен сумме частных экстремумов, определяемых по краевым условиям, за более короткие промежутки времени. Однако такой способ управления режимами в условиях частичной неопределенности исходной информации оправдывает себя независимо от длительности расчетного периода.

Принцип последовательной корректировки в этих случаях состоит в следующем. Для расчетного периода T, состоящего из $t_1, t_2, \ldots, t_n$ расчетных интервалов $\left(T=\sum_{l=1}^{n} t_l\right)$, в результате расчетов по заданному критерию и первоначальной детерминированной исходной информации определяется оптимальный режим с параметрами $x_{11}, x_{12}, \ldots, x_{1n}$. По прошествии первого интервала времени t_1 и получения уточненной информации на следующий t_2 производится новый оптимизационный расчет для всего оставшегося периода времени $T-t_1$, т. е. $t_2, t_3, t_4, \ldots, t_n$. При этом для интервалов $t_3, t_4, \ldots, t_n$ используется первоначальная (некорректированная) информация. В результате этого расчета определяются параметры оптимального режима $x_{22}, x_{23}, \ldots, x_{2n}$. Следующий расчетный период будет включать интервалы $t_3, t_4, \ldots, t_n$ с уточненной информацией на интервал t_3. В результате последовательной оптимизации от достигнутых уровней предыдущих этапов вычислений получается матрица, характеризующая схему последовательной корректировки:

$$\begin{vmatrix} x_{11}, & x_{12}, & x_{13}, & \ldots, & x_{1n} \\ & x_{22}, & x_{23}, & \ldots, & x_{2n} \\ & & x_{33}, & \ldots, & x_{3n} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ & & & & x_{nn} \end{vmatrix}. \qquad (13.16)$$

Каждая нижележащая строка этой матрицы, определяющая параметры режима системы, является уточненным режимом по отношению предыдущего, т. е. вышележащей строки. При этом в соответствии с последовательными уточнениями исходной информации и сокращением расчетного периода число столбцов последовательно уменьшается. Очевидно, оптимальный режим будет определяться параметрами x_{11}, x_{22}, ..., x_{nn}, т. е. диагональю матрицы (13.16).

Мы рассмотрели случай поступления уточненной информации за каждый расчетный интервал t_i. Она может поступать, разумеется, и на более длительные интервалы, вплоть до остающегося полного расчетного периода.

В качестве другого способа оптимального управления режимом водохранилищ ГЭС может служить использование *диспетчерских графиков* (см. § 14.3).

13.4. СРЕДНЕИНТЕРВАЛЬНЫЕ РЕЖИМНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Необходимость использования среднеинтервальных характеристик определяется тем, что, как указывалось в § 13.2, оптимизация долгосрочных режимов осуществляется по дискретным интервалам длительностью несколько суток (неделя, декада, месяц). Расходы воды, напоры, уровни, нагрузки энергосистемы, удельные расходы энергоресурса и т. п. в каждом интервале времени при этом осредняются. В зависимости от задачи, применяемого метода и алгоритма ее решения используются различного вида характеристики, но основное значение имеют характеристики станций (или объединений их по функциональным признакам) $B=B(N_{\text{гэс}})$ и $Q_{\text{гэс}}=Q_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}}, H_{\text{гэс}})$, из которых в случае необходимости могут быть получены рабочие характеристики $\eta_{\text{тэс}}=\eta_{\text{тэс}}(N_{\text{тэс}})$, $\eta_{\text{гэс}}=\eta_{\text{гэс}}(N_{\text{гэс}}, H_{\text{гэс}})$ или характеристики относительных приростов $b=b(N_{\text{тэс}})$ и $q=q(N_{\text{гэс}}, H_{\text{гэс}})$. При этом вид характеристик не имеет существенного отличия от вида мгновенных характеристик.

Использовать среднесуточные характеристики для расчетов длительной оптимизации можно, видимо, лишь в том случае, если полный цикл длительного регулирования будет разбит на соответствующее число суток. В этом случае среднесуточные характеристики будут являться тем звеном, которое будет связывать суточную оптимизацию с длительной. Однако такой путь оптими-

зации длительного режима, как указывалось в § 11.4, из-за чрезмерной громоздкости процедуры решения нереален.

Для того чтобы уменьшить размерность задачи длительной оптимизации, расчетный период регулирования можно разбить на более крупные интервалы, например месячные для периода межени и недельные для половодья, и к каждому из них отнести некую среднесуточную характеристику, считая ее представительной для всего интервала. Но поступая таким образом, мы не учитываем недельную и месячную неравномерность нагрузки и тем самым допускаем, как правило, погрешность расчета.

Длительность интервала осреднения должна соответствовать расчетным интервалам времени, на которые разбит период регулирования, т. е. если задача решается с расчетными интервалами, равными одному месяцу, то и интервал осреднения параметров среднеинтервальных характеристик должен быть равен одному месяцу. При этом, как уже упоминалось, основным видом среднеинтервальных характеристик являются расходные. Так, для ГЭС это будет зависимость $\overline{Q}_{\text{гэс}} = \overline{Q}_{\text{гэс}}(\overline{N}_{\text{гэс}}, \overline{H}_{\text{гэс}})$, где все входящие в нее величины являются среднеинтервальными.

На практике по условию задачи и осуществлению оптимального управления режимами энергосистемы может встретиться необходимость использовать среднеинтервальные характеристики не для каждой электростанции в отдельности, а для их групп, объединенных по функциональному признаку, например все КЭС, все ГЭС, все ТЭЦ и т. д. В соответствии с этим строятся так называемые эквивалентные характеристики ГЭС, КЭС, ТЭЦ и т. п.

Эквивалентирование при этом осуществляется по своим правилам и широко используется в оптимизационных расчетах долгосрочного планирования.

В начальной стадии использования ЭВМ для гидроэнергетических расчетов среднеинтервальные характеристики пытались получить аналитическим путем. Однако по мере усложнения задач (появление крупных каскадов и объединенных систем) этот путь показал свою несостоятельность. В настоящее время известны следующие способы получения среднеинтервальных характеристик.

Первый способ сводится к проведению серии расчетов оптимизации краткосрочных (суточных) режимов энергетических систем для некоторых прогнозируемых (или типовых) графиков нагрузки. Этот способ достаточно трудоемкий и недостаточно точный, так как долгосрочное прогнозирование суточных графиков нагрузки и режима стока не имеет в настоящее время необходимой достоверности, хотя используемое осреднение серии расчетов несомненно точность повышает. Кроме того, недостатком описанного метода является неучет действительной ситуации, существующей при реальном управлении энергосистемами (см. § 17.2). Отсюда видна ограниченность применимости метода к решению задач долгосрочного планирования в рамках диспетчерского управления.

Статистической модификацией этого способа является коррекция характеристик оборудования объекта, осуществляемая путем сравнения плановых и фактических режимов с последующим определением коэффициента рассогласования K_c, который обычно колеблется в пределах 0,94—0,99.

Однако такой учет внутриинтервальной неравномерности предполагает распространение ее влияния на весь диапазон изменения параметров, причем коэффициент рассогласования условно считается равномерно распределенным на всех интервалах оптимизируемого периода.

Дальнейшее совершенствование методов статистического анализа применительно к построению среднеинтервальных характеристик позволило получить их *методами идентификации* на основании статистических данных о режимах за прошедший период. Получаемые таким способом характеристики просты и удобны в эксплуатации и практически свободны от недостатков своих предшественниц. В то же время они имеют и свои отрицательные черты, такие как необходимость предварительной сортировки статистической информации и отбрасывание ложных показателей, сглаживание статистических зависимостей, придание им реальной формы, непротиворечащей физическому смыслу процесса. Кроме того, описываемые характеристики не могут быть построены для вновь вводимых в эксплуатацию электростанций. В свете этого наиболее целесообразно использовать не один метод, а композицию

методов построения среднеинтервальных характеристик по статистическим данным.

Большинство характеристик электростанций и их оборудования обычно представляется в виде различного рода графических зависимостей. Особой проблемой при использовании ЭВМ является форма представления среднеинтервальных характеристик. Здесь можно рассматривать такие способы задания, как табличное или представление в виде аналитических зависимостей, аппроксимирующих характеристики, полученные экспериментально. На практике используются обе формы и, видимо, они имеют одинаковое право на существование, но большее распространение получила аппроксимация кривых степенным полиномом.

Глава четырнадцатая

ГЭС С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ МНОГОЛЕТНЕГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПРАВИЛА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ВОДОХРАНИЛИЩ

14.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Объем водохранилища, предназначенный для многолетнего перераспределения стока, называется многолетней составляющей объема, ее относительное значение обозначается $\beta_{мн}$. В качестве примеров водохранилищ многолетнего регулирования стока в СССР можно назвать Бухтарминское, Братское, Иркутское, Токтогульское водохранилища ГЭС.

Отдача таких ГЭС в многолетнем разрезе выровнена, т. е. она мало отличается от года к году, несмотря на естественные колебания стока реки в отдельные годы. Чем ближе значение α к единице, тем глубже степень многолетнего регулирования, и в пределе при $\alpha=1$ водохранилище осуществляет полное многолетнее регулирование стока. В этом случае холостые сбросы отсутствуют, и при правильной эксплуатации водохранилища весь сток реки, за исключением испарения и фильтрации, может быть полезно использован для выработки энергии и других хозяйственных нужд.

В практике проектирования и эксплуатации водохранилища его отдачу обычно связывают с необходимой надежностью удовлетворения требований водопотребите-

лей и водопользователей. Такой характеристикой является гарантированная отдача водохранилища по расходу, стоку, мощности или выработке энергии, под которой подразумевается такая отдача, которая с заданной (или расчетной) обеспеченностью (надежностью) удовлетворяет требования водопотребителей и водопользователей.

В зависимости от назначения гидроузла его гарантированная отдача может быть выражена различно:

1) расходом воды, поступающей в нижний бьеф для нужд водного транспорта, рыбного и лесного хозяйства и пр.;

2) расходом воды, забираемой из верхнего бьефа для ирригации, водоснабжения и пр.;

3) количеством гидравлической энергии или мощности, используемой в расчетных маловодных условиях для участия в покрытии графика нагрузки энергосистемы. Соответственно гарантированная отдача обозначается $Q_{гар}$, $N_{гар}$ и $Э_{гар}$;

4) в комплексных гидроузлах гарантированная отдача выражается совокупностью указанных величин;

5) если в энергосистеме имеются каскады ГЭС, расположенные на разных водотоках, то под гарантированной отдачей подразумевается общее количество гидравлической энергии, получаемой от всех ГЭС с заданной обеспеченностью. При этом роль каждой ГЭС в энергосистеме и взаимосвязь их режимов оптимизируется с целью достижения максимальной величины совокупной гарантированной отдачи всех ГЭС.

Итак, *основной целью многолетнего регулирования стока является повышение гарантированной отдачи, мощности и годовой выработки энергии ГЭС за счет перераспределения стока между многоводными и маловодными годами.* Такое перераспределение позволяет искусственно увеличить сток маловодных лет, что и приводит в конечном счете к увеличению гарантированных показателей ГЭС.

Определение параметров и режимов ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования представляет собой значительно более сложную задачу, чем при сезонном регулировании стока. Это объясняется прежде всего вероятностным характером всей используемой основной исходной информации, что неизбежно влечет весьма существенное усложнение методов и алгоритмов расчета.

Вероятностный характер исходной информации придает определенную специфику методам планирования и управления режимами водохранилищ.

14.2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА МНОГОЛЕТНЕГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

В практике расчетов многолетнего регулирования речного стока водохранилищами гидроэлектростанций существует два подхода.

Первый подход основан на использовании в расчетах календарных рядов прошедших лет наблюдений за стоком. Предполагается, что имеющийся календарный ряд отражает все основные закономерности колебаний речного стока в рассматриваемом створе. Этот метод расчета выполняется в графической или в табличной форме.

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:

$$Q_{\text{ак}i}\Delta t_i = \pm \Delta V_{\text{в}} = (Q_{\text{пр}i} - Q_{\text{рег}i})\Delta t_i = \\ = [Q_{\text{пр}i} - (Q_{\text{испл}} + Q_{\text{х.сбр}} + \Delta Q_{\text{в}i})]\Delta t_i, \qquad (14.1)$$

где $Q_{\text{ак}}$ — расход аккумуляции, т. е. разность протекающего $Q_{\text{пр}}$ и зарегулированного $Q_{\text{рег}}$ расходов; $\Delta V_{\text{в}}$ — изменение объема водохранилища (плюс — при увеличении его, минус — при сработке); $Q_{\text{испл}}$, $Q_{\text{х.сбр}}$, $\Delta Q_{\text{в}}$ — расходы, соответственно используемый, сбросной и уходящий на потери воды из водохранилища; Δt — интервалы осреднения.

В зависимости от необходимой точности и интенсивности изменения притока расчет выполняется по интервалам различной длительности. Так, для паводка используются данные по пятидневкам или декадам, а за остальное время года обычно по месяцам. Все результаты расчетов записываются в таблице (табл. 14.1). В зависимости от наличия тех или иных участников водохозяйственного комплекса таблица может несколько видоизменяться. Табличный способ позволяет непосредственно рассчитывать гарантированную мощность и вы-

Месяц, декада	Расходы, м³/с									
	бытовой $Q_б$	потери на				полезный бытовой $Q_{полез.б}$	попуск $Q_{поп}$	полезно используемый $Q_{полез.исп}$	водохранилища $Q_в$	сбросный $Q_{х.сбр}$
		шлюзование $\Delta Q_{шл}$	фильтрацию $\Delta Q_ф$	испарение $\Delta Q_{исп}$	ледообразование $\Delta Q_л$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

рабатываемую 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, т. е. 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

Таблица 14.1

Расходы, м³/с		Объемы, км³		Уровни, м			Напор H, м	Мощность, N тыс. кВт	Мощность, располагаемая по напору, $N^H_{\text{расп}}$, тыс. кВт	Выработка электроэнергии $Э$, млн. кВт·ч
				верхнего бьефа						
турбинный $Q_т$	нижнего бьефа $Q_{нб}$	приращения $\Delta V_в$	имеющийся $V_в$	конечный $z^к_{вб}$	средний $\bar{z}_{вб}$	нижнего бьефа $z_{нб}$				
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

к дополнительным осложнениям при определении повторяемости различных сочетаний водности на разных реках или их притоках.

Второй подход основан на использовании методов теории вероятностей и математической статистики. Представление о годовом стоке как о случайном процессе (см. § 2.2) дало возможность применить эти методы в расчетах регулирования стока.

При использовании вероятностных методов возможны два приема расчета регулирования: композиционный метод (включая аналитический метод) и метод 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. 14.1) 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 многолет-

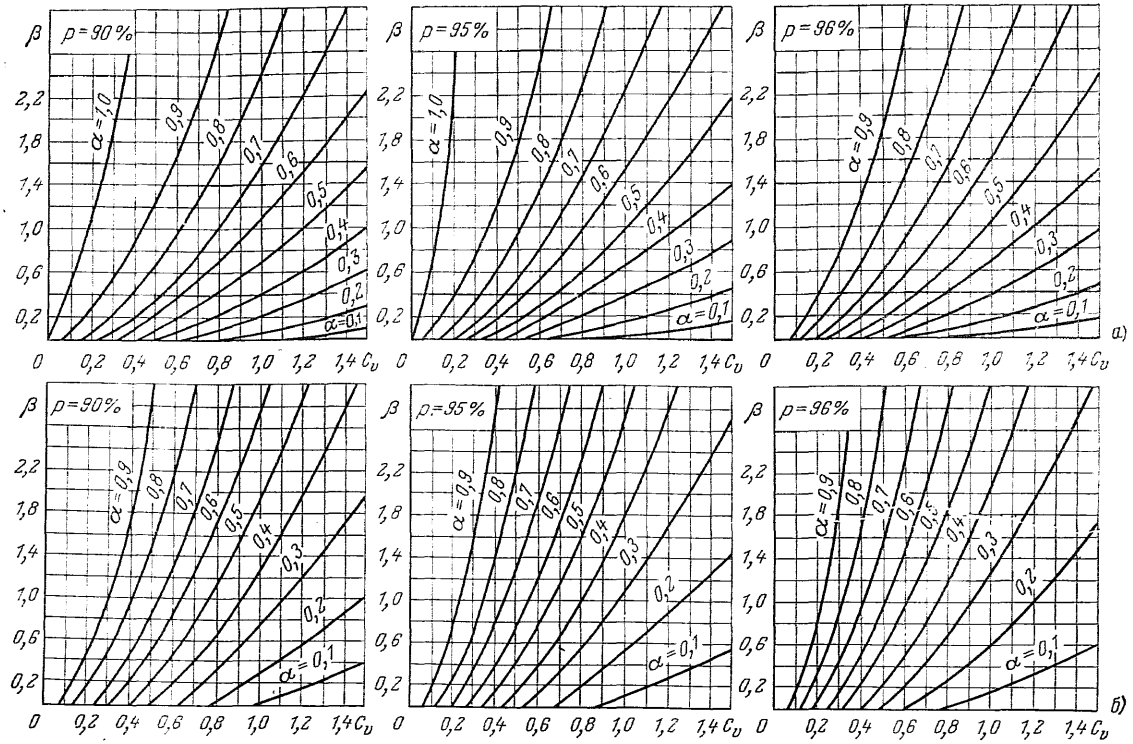


Рис. 14.1. Номограммы для определения многолетней составляющей объема водохранилищ.

няя составляющая полной полезной емкости 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

$$V_{\text{полн}}=V_{\text{мн}}+V_{\text{год}}. \qquad (14.2)$$

Разделив $V_{\text{полн}}$ и его составляющие на средний за многолетний период годовой сток W_0, получим выражение, определяющее полезный объем в относительных единицах:

$$\beta_0=\beta_{\text{мн}}+\beta_{\text{год}}. \qquad (14.3)$$

Наиболее универсальными, учитывающими практически все возможные вариации параметров, являются номограммы, разработанные в Энергосетьпроекте.

Для пользования номограммами необходимо: определить выборочные оценки параметров распределения вероятностей годового стока C_v и C_s (см. гл. 2). Эти оценки могут быть определены непосредственно по натурному ряду наблюдений за стоком или при отсутствии наблюдений по данным рек близкого физико-географического района; в соответствии с принятым коэффициентом корреляции r задаться необходимой гарантированной отдачей и ее обеспеченностью и определить $\beta_{\text{мн}}$.

Для определения годичной (сезонной) составляющей объема водохранилищ многолетнего регулирования стока $\beta_{\text{год}}$ можно воспользоваться гидрографом маловодного года расчетной обеспеченности. Разработано несколько формул для определения $V_{\text{год}}$, в частности

$$\beta_{\text{год}}=\alpha(t-m), \qquad (14.4)$$

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 $Q_{\text{год}}$ с заданной обеспеченностью, в то время как для гидроэлектростанций требуется определить гарантиро-

ванную 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 регулирования 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. § 2.4).

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 полезной емкости водохранилищ на сезонную и многолетнюю.

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. 2.

Расчет многолетнего регулирования с помощью метода Монте-Карло производится в следующей последовательности.

На первом этапе устанавливаются или задаются распределение вероятностей 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. Номограммы на рис. 14.1 построены по методу Монте-Карло.

Водноэнергетические расчеты многолетнего регулирования стока в проектной и эксплуатационной практике отличаются большим объемом вычислений, сложностью и громоздкостью. Поэтому они проводятся, как правило, с использованием ЭВМ, для чего разрабатываются специальные программы. Особенности водноэнергетических расчетов каждого гидроузла делают обычно невозможным создание универсальных программ для расчета любой ГЭС, поэтому для каждого конкретного объекта или каскада ГЭС приходится разрабатывать отдельные машинные программы.

В данном параграфе рассматривались расчеты применительно к требованиям одного участника водохозяйственного комплекса гидроэнергетики. Однако на практике водохранилище используется в интересах целого ряда водопользователей и водопотребителей и в этом случае режим работы водохранилища будет носить многоцелевой характер, поскольку каждый участник комплекса требует определенного гарантированного режима с различной обеспеченностью. Более подробно о многоцелевом использовании водохранилищ см. гл. 11 и 13.

14.3. ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПРАВИЛА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС

В водохозяйственных и энергетических системах с большим удельным весом гидроэлектростанций планирование режима их водохранилищ в значительной мере определяет эффективность режима систем в целом. Если водохранилища малы (суточное, недельное регулирование речного стока), возможности влияния ГЭС на системы ограниченны. Если цикл регулирования стока достаточно большой (сезонное, многолетнее регулирование речного стока), то, во-первых, существенно больше неопределенность в оценке потребностей системы (она возрастает с удлинением цикла регулирования); во-вторых, появляется неопределенность в оценке развития самой системы и, в-третьих, наши сведения о поступлении в систему ее основного ресурса — речного стока — можно представить лишь в виде некоторых

функций распределения вероятностей (см. гл. 2). В этом случае заблаговременность гидрологических прогнозов значительно меньше длительности цикла водохозяйственного регулирования стока, т. е. они не могут служить основой для принятия большой части решений при управлении системой.

При разработке правил управления водохранилищами [речь идет не об оперативном управлении, а об общих правилах управления, разрабатываемых в проектных организациях или на верхних ступенях пространственной иерархии АСУ (см. § 15.1)] следует иметь в виду, что при удовлетворении требований водопотребителей и водопользователей водохранилища и гидроузлы выполняют три основные функции: 1) обеспечение безопасности основных сооружений гидроузла и его бьефов; 2) обеспечение гарантированной отдачи потребителям; 3) обеспечение максимального использования речного стока или минимума затрат в системе.

Сложность выполнения этих трех функций зависит от регулирующих возможностей водохранилищ. При наличии только суточного и недельного регулирования среднесуточная гарантированная отдача гидроузла соответствует минимальному притоку воды к нему; безопасность гидроузла гарантируется пропускной способностью водосбросных сооружений и турбин.

При сезонном и многолетнем регулировании часть полезного объема водохранилищ расходуется для удовлетворения требований водопотребителей и водопользователей. Для обеспечения безопасности гидроузла часть полезного объема должна быть опорожнена к началу половодья; для обеспечения гарантированной отдачи полезный объем необходимо наполнить к началу межени. Если бы гидроузел выполнял только эти функции, то правила управления сводились бы к совокупности рекомендаций о порядке расходования резервов воды, предназначенных для обеспечения гарантированной отдачи и последовательности сработки полезного объема водохранилища для аккумуляции половодного стока, т. е. для обеспечения безопасности. В этом случае *водохранилище может работать в двух режимах: с максимальным расходом через ГЭС или гидроузел и с гарантированной отдачей.* Эти два режима и есть осторожная рекомендация исследователя операции, разрабатываемая в проектной или научной организации и ориентированная на неблагоприятные условия в системе.

Если в некоторые отрезки времени объем, необходимый для обеспечения гарантированной отдачи и аккумуляции половодья, или, иначе, зоны гарантированной отдачи и зоны безопасности, меньше полезного объема, то водохранилище должно выполнять третью функцию: наилучшее использование речного стока, превышающего необходимый для обеспечения гарантированной отдачи. В дальнейшем объем водохранилища, необходимый для выполнения третьей функции, будет именоваться зоной избыточной отдачи, или зоной избытков.

Наиболее частым при проектировании является случай, когда для выполнения водохранилищем его трех функций необходимые суммарные размеры зон в некоторые моменты времени превосходят

выбранный или исследуемый полезный объем водохранилища, т. е. когда одна функция водохранилища вступает в противоречие с другой. Отыскание оптимального решения является основной задачей проектирования. Если эта задача решена, то для условий эксплуатации разделение объема водохранилища на три зоны является исходным и вряд ли требует частых пересмотров. Соображениям безопасности всегда отдается предпочтение перед другими функциями водохранилища, а обеспечению гарантированного минимума отдачи — перед функцией наилучшего использования стока. В соответствии со сказанным обычно и разрешаются противоречия в выполнении водохранилищем его трех основных функций и производится выделение в нем режимных зон, под которыми понимается призма водохранилища в функции времени.

В зависимости от относительного объема водохранилища, т. е. от глубины регулирования стока, а также от принятых при проектировании решений (параметров) частота выполнения водохранилищами тех или иных функций различна. Так, при глубоком многолетнем регулировании стока наиболее часто обеспечивается выдача гарантированной отдачи и т. д. Естественно, что в соответствии с выполнением водохранилищами той или иной своей функции отдачи из водохранилищ в разных их зонах должны быть различными. Следует заметить, что положение отдельных зон в водохранилищах может быть разным в зависимости от ожидаемого расхода воды в реке, т. е. от времени года, и изменяться из года в год в зависимости от количества гидроузлов в каскаде, состава потребителей в системе и их требований.

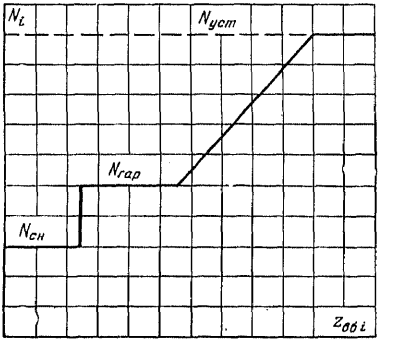


Рис. 14.2. Зависимость среднесуточной мощности гидроэлектростанций от уровня воды в водохранилище при равномерном распределении избыточной отдачи.

В зоне избытков возможны различные способы эксплуатации. Здесь с наименьшим риском могут приниматься различные решения. Наиболее простым является равномерное увеличение отдачи от гарантированной до максимально возможной по мере повышения уровня воды в водохранилище (рис. 14.2).

Для зоны избыточной отдачи можно использовать также построение управляющих функций, которые представляют собой аналитическую или графическую зависимость отдачи водохранилищ от состояния запасов воды в них и расхода воды в реке. Здесь наиболее часто используются методы последовательной корректировки режимов при детерминированной оптимизации, описанные в § 13.3.

Таким образом, в соответствии с тремя выполняемыми водохранилищем функциями в них выделяются три режимные зоны, в каждой из которых отдача гидроузла

назначается по особым правилам. В водном хозяйстве метод управления режимом отдачи гидроузлов, в котором предусмотрено разделение объема водохранилищ на зоны, обычно называют диспетчерским.

В аналитической записи диспетчерский график представляет собой зависимость вида

$$\alpha_i = f(z_i), \qquad (14.5)$$

т. е. показывает, какую отдачу (мощность ГЭС, расход воды в ирригационный канал, расход воды в нижний бьеф через водосливные сооружения и т. д.) нужно назначить при эксплуатации сооружений в i-м интервале времени в зависимости от отметки воды в водохранилище, имеющей место на начало этого интервала. С математической точки зрения функция вида (14.5) — есть управляющая функция, с помощью которой может осуществляться управление (планирование) режимом работы водохранилища при отсутствии прогноза стока. Такие функции, несмотря на вероятностную природу речного стока, дают однозначные практические рекомендации по назначению отдач водохранилища.

Управляющие функции вида (14.5) не являются наилучшими, так как они представляют собой зависимость отдачи только от одного (хотя и главного) управляющего параметра. Более правильным является построение зависимостей отдачи от всех параметров, однозначно известных к началу данного интервала времени. Такими параметрами может быть сток реки за предыдущий интервал времени, который в известной мере определяет собой ожидаемый расход реки в данном интервале при описании процесса стока простой цепью Маркова. В этом случае управляющая функция будет иметь вид:

$$\alpha_i = f(z_i, Q_{i-1}). \qquad (14.6)$$

При описании стока двухзвенным марковским процессом в число управляющих параметров войдет сток за $(i-2)$-й интервал времени и т. д. Включение в число управляющих параметров расходов воды в реке в предыдущие или текущий моменты времени имеет наибольшее значение для сезонного регулирования речного стока. Для многолетнего регулирования стока этот параметр имеет меньшее значение, хотя его использование в зоне безопасности, а в некоторых случаях и в зоне избытков может иногда быть полезным.

В том случае, если водопотребление является случайным, зависящим от каких-либо геофизических факторов, в число управляющих параметров может войти сток, ожидаемый в i-м интервале времени, и т. п. Следует заметить, что при необходимости учесть случайно изменяющиеся требования системы для построения управляющих функций эти требования при известных законах распределения также должны моделироваться, а их значения в каждой реализации коррелироваться с результатами оптимизации. В ирригации это может быть просто последовательностью переменных отдач, зависящих от случайных геофизических факторов.

В водноэнергетическом проектировании обычно используется в качестве правил управления режимами работы водохранилищ лишь один простейший их вид, а именно диспетчерские графики. В зависимости от стадии проектирования они могут быть разработаны более или менее подробно, с большей или меньшей детализацией.

Диспетчерские графики — это одна из форм правил управления водохранилищами или одна из разновидностей управляющих функций. В водном хозяйстве они используются еще с прошлого века. Наиболее распространенная форма диспетчерских графиков — графическая зависимость отдачи гидроузла от отметки воды в водохранилище на начало i-го интервала времени (14.5). Резерв воды выражается обычно либо в виде полезного объема водохранилища, либо в виде уровней воды в нем.

Диспетчерский график представляет собой: а) совокупность правил сохранения резервов воды для обеспечения той или иной гарантированной отдачи; б) совокупность правил своевременного опорожнения емкости водохранилища для аккумуляции паводочного стока и в) правила перераспределения во времени воды или энергии, превышающей гарантированную. На характер сочетания этих правил влияют главным образом назначение гидроузла в народном хозяйстве, его регулирующие возможности и функции в управлении водохозяйственной системой.

На рис. 14.3 представлены различные виды диспетчерских графиков, на которых можно проследить влияние указанных выше факторов на вид диспетчерских графиков.

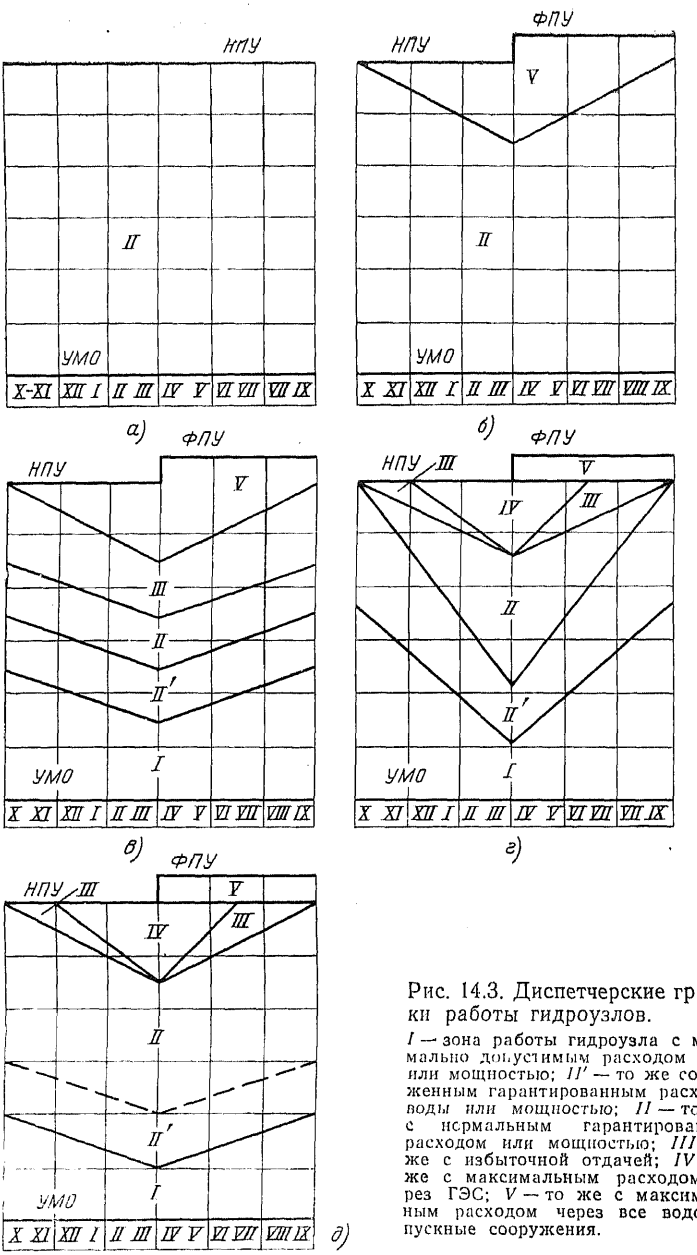


Рис. 14.3. Диспетчерские графики работы гидроузлов.

I — зона работы гидроузла с минимально допустимым расходом воды или мощностью; *II′* — то же со сниженным гарантированным расходом воды или мощностью; *II* — то же с нормальным гарантированным расходом или мощностью; *III* — то же с избыточной отдачей; *IV* — то же с максимальным расходом через ГЭС; *V* — то же с максимальным расходом через все водопропускные сооружения.

На рис. 14.3,*а* представлен диспетчерский график сезонного водохранилища, предназначенного только для водоснабжения (упоминавшийся выше одноступенный план регулирования); на рис. 14.3,*б* — для водохранилища, которое кроме водоснабжения предназначено и для уменьшения наводнений (двуступенный план регулирования); на рис. 14.3,*в* — для многолетнего водохранилища, водопотребители которого заинтересованы не только в получении гарантированной отдачи с заданной обеспеченностью, но требуют за ее пределами выдачи сниженных отдач с более высокой обеспеченностью и в многоводные годы — повышенной отдачи с более низкой обеспеченностью; кроме того, водохранилище предназначено для уменьшения наводнений (многоцелевой план регулирования). На рис. 14.3,*г* и *д* представлены диспетчерские графики сезонного и многолетнего регулирования стока водохранилищами комплесных гидроузлов, в составе которых имеются гидроэлектростанции.

Способы построения диспетчерских графиков приведены в специальной литературе. Следует отметить, что в СССР для каждого водохранилища, их каскада или водохозяйственной системы в соответствии с «Основами водного законодательства Союза ССР и союзных республик» порядок эксплуатации водохранилищ определяется «Основными положениями правил использования водных ресурсов», утвержденными соответствующими органами. Такие Правила разрабатываются проектными организациями по поручению эксплуатирующих и после их согласования и утверждения являются руководящим документом, обязательным для всех организаций и ведомств, имеющих отношение к эксплуатации или использованию ресурсов данной системы (более подробно см. гл. 18). Надежность снабжения потребителей водой и энергией в установленных размерах обеспечивается строгим применением диспетчерских правил регулирования речного стока. Отступления от режимов работы, предусмотренных правилами использования водных ресурсов, допускаются лишь в случае возникновения непредвиденных обстоятельств, угрожающих безопасности и сохранности основных сооружений, или появления катастрофического маловодья, выходящего за пределы расчетной обеспеченности, требующих принятия экстренных неотложных мер.

Диспетчерские правила управления пересматривают или уточняют при изменении условий работы системы, а также по мере накопления эксплуатационного опыта.

Диспетчерские правила управления режимами работы гидроузлов зависят от характера требований, предъявляемых к ним энергосистемой и комплексом неэнергетических потребителей. Если изменение во времени указанных факторов происходит в соответствии с проектными предположениями, принятыми при построении диспетчерских правил, то сроком их действия является расчетный период развития системы $T_р$. Практически формирование сложной энергетической и водохозяйственной системы не может точно прогнозироваться с заблаговременностью, равной $T_р$, и диспетчерские правила пересоставляются каждый раз, когда в системе имеют место отклонения от проектного плана ее развития. К последним можно отнести: 1) изменения сроков ввода потребителей, приводящие, например, к непредвиденному росту или снижению потребления или использования воды, энергии или мощности; 2) изменения сроков ввода ВЛ, электростанций, в том числе гидростанций и новых водохранилищ системы.

Помимо причин, связанных с особенностями развития системы, необходимость пересоставления диспетчерских правил ранее окончания расчетного периода развития системы может быть вызвана резким нарушением режима работы гидроузлов или ГЭС в связи, например, со сверхплановым перерасходованием аварийного резерва в водохранилищах и невозможностью его последующего восстановления за счет увеличения отдачи ТЭС. В этом случае на ГЭС многолетнего регулирования стока может создаться обстановка, близкая к условиям ее ввода, т. е. к периоду начального наполнения водохранилища.

Глава пятнадцатая

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ОБ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ УПРАВЛЕНИЯ

15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

На достигнутом уровне развития энергетики особую актуальность приобрела задача совершенствования управления отраслью на основе применения современных научных методов, средств управления, автоматиза-

ции тяжелых и рутинных процессов. Важность этой задачи определяется сложностью и масштабами развития крупнейшего в мире централизованно управляемого энергообъединения, каким является Единая энергосистема СССР.

Масштабы и сложность ЕЭС СССР, тесная связь ее генерирующих объектов с другими отраслями народного хозяйства, такими как тепло- и водоснабжение, транспорт, сельское и рыбное хозяйство, делают необходимым комплексно решать задачи управления электростанциями и энергосистемами. Комплексное решение задач столь большой размерности сопряжено с целым рядом теоретических и практических трудностей. Так, известно, что большинство задач математического программирования, решаемых с использованием итерационных процедур, для обеспечения сходимости процесса в разумное время ограничено в размерности (по числу переменных состояния) до 60—80. Естественно, управление ЕЭС, являющееся динамической задачей, не может быть сведено к реализуемой вычислительной процедуре без целого ряда упрощений или укрупнений, эквивалентирования. Кроме того, степень эквивалентирования, принятая для решения задач управления ЕЭС, совершенно не подходит к решению задач управления агрегатами электростанций: здесь требуется значительно большая детализация решения, но зато возможно упрощение или отсечение межстанционных связей, играющих важнейшую роль при управлении энергосистемой.

Достоверное и оперативное решение сложных задач большой размерности стало невозможным без применения сложных математических методов и средств автоматизации, включая ЭВМ. Правильная формулировка задач управления и объединение всех автоматических средств в единую систему управления стало невозможно без применения принципов иерархического построения.

Под необходимостью применения иерархического принципа к построению больших систем энергетики подразумевается разработка и использование специальной теории, которая должна давать ответ о структуре системы, ее внутренних связях, взаимодействии ее элементов. Теоретически верный подход к построению систем управления в энергетике тем более важен, что большие энергетические системы непосредственно связаны с большими топливно-энергетическими и энерговодо-

хозяйственными системами, образующими совместно новую систему более высокого уровня. Поэтому прежде чем перейти к рассмотрению конкретных решений в части построения АСУ в энергетике, необходимо познакомиться с основополагающими понятиями теории систем, без знания которых невозможно не только построить новую, но даже понять достоинства или недостатки старых систем.

Основные понятия теории систем. Для удобства дальнейшего изложения системой будем называть некоторое организованное множество взаимосвязанных решающих элементов, имеющих общую целевую установку. Здесь под организацией понимается определение взаимоотношений между элементами: кто кому подчиняется и кто имеет право на вмешательство в действия другого. Взаимосвязью будем называть весь комплекс обменов информацией между элементами. Решающим элементом назовем такой, который, входя в данную организацию, имеет возможность принимать собственные решения, т. е. обладает некоторой свободой выбора. Под целевой установкой понимается глобальная цель системы, которая в общем случае может не совпадать с локальными целями решающих элементов.

Для того чтобы лучше представить себе смысл введенных определений и их значимость, рассмотрим в качестве примера каскад гидроэлектростанций. Как известно, ГЭС в каскаде организованы по принципу гидравлической связи, причем ГЭС с малым периодом регулирования работают в соответствии с режимом вышележащей ГЭС с большим периодом регулирования. Станции связаны между собой по расходам воды, по напорам (за счет влияния подпора от нижележащей ГЭС), по электрическим режимам. ГЭС является решающим элементом, так как в рамках цели системы в зависимости от вмешательства (зарегулирования стока) верхних регулирующих ГЭС и энергосистемы она имеет возможность выбирать внутристанционный режим исходя из собственных оценок качества функционирования (подробно см. гл. 16 и 17). *Целевой установкой системы — каскада ГЭС является максимальное удовлетворение потребностей соответствующей энергосистемы при минимальном нарушении (или строгом соблюдении) требований участников комплекса.*

Каскад описан в данном примере как система. Однако совместно с тепловыми электростанциями, подстанциями и электрической сетью он составляет новую систему — энергетическую. При этом каскад ГЭС становится решающим элементом новой системы более высокого уровня и располагает с этого момента правами элемента, а не системы. Множественность, многофункциональность и взаимопревращение характерны для иерархического описания системы.

Какими могут быть системы с точки зрения их организации и целевой ориентации? Здесь можно говорить о трех видах систем: одноуровневых одноцелевых; одноуровневых многоцелевых; многоуровневых многоцелевых.

Одноуровневая одноцелевая система характеризуется наличием одной цели и расположением решающих элементов на одном иерархическом уровне. Она включает в себя класс задач отыскания решения в многомерном пространстве, например отыскание экстремума функций многих переменных на выпуклом множестве. К этому классу задач относится, например, задача оптимизации долгосрочного режима работы каскада ГЭС в энергосистеме с ограничениями. Действительно, все ГЭС расположены относительно энергосистемы на одном уровне — все вырабатывают электроэнергию. Цель системы в данном случае формализована в виде критерия оптимальности, например минимума расхода условного топлива на ТЭС энергосистемы. Все прочие цели, имеющиеся у ГЭС, включая и ее обязательства перед водохозяйственным комплексом, игнорируются или фиксируются в виде ограничений. Попытка «высвободить» входящие в систему ограничений цели приведет лишь к тому, что задача в данной постановке будет неразрешима, если между этими целями возникнут конфликтные отношения.

Иными словами, получаем одноуровневую многоцелевую систему, внутренние конфликты которой неразрешимы, т. е. одноуровневая многоцелевая система теоретически лишена возможностей разрешения внутренних конфликтов. Для разрешения конфликта в обязательном порядке требуется вмешательство более высокого уровня.

Это обстоятельство является причиной появления многоуровневой многоцелевой системы — системы с иерархическими отношениями между решаю-

щими элементами, имеющими собственные и различные цели. Задачей каждого вышестоящего решающего элемента является в первую очередь разрешение конфликтов на нижнем уровне. *Существование командного элемента — принципиальная отличительная особенность таких систем, а проблема принятия решения на уровне этого командного элемента составляет основной предмет теории многоуровневых систем.* Так, многие задачи для одноуровневых одноцелевых систем находят решение в теории автоматического регулирования и связанных с ней теорий, а задачи одноуровневых многоцелевых систем имеют целый ряд решений в теории игр. Однако многоуровневый подход позволяет теоретически более обоснованно разрешить многоцелевой конфликт одноуровневой системы за счет введения приоритета действий верхнего уровня по отношению к нижнему. Действительно, в задаче оптимизации каскада ГЭС в водохозяйственном комплексе требования последнего считаются приоритетными, что и дает основание для формирования на базе этих требований системы жестких ограничений на режимные параметры при решении задачи по энергетическому критерию. Многоуровневый подход позволяет найти новые пути разрешения целевого конфликта в задаче распределения водных ресурсов, о чем будет более подробно сказано в § 15.3.

Однако прежде чем перейти к описанию реальных иерархических систем, необходимо отметить еще несколько важных понятий. Первым из них является целевая совместимость уровней иерархии многоуровневой многоцелевой системы, каковыми являются практически все существующие технические, биологические и социальные системы. Принцип целевой совместимости, или постулат совместимости, утверждает: *каждый решающий элемент многоуровневой системы имеет собственную цель и принимает решения, удовлетворяющие этой цели. При этом, если цели решающих элементов совместимы с глобальной целью системы, хотя формально и не совпадают с ней, то удовлетворение локальных целей решающих элементов ведет систему к удовлетворению ее глобальной цели.* Таким образом, решение многих задач, таких, например, как управление каскадами ГЭС или их агрегатами, значительно упрощается за счет исключения поиска методов формирования глобального критерия системы и заме-

ны его группой совместимых локальных критериев.

Здесь, однако, весьма важную роль играют взаимоотношения решающих элементов, определяющие степень свободы принятия решения каждым из них. Поэтому важно определить вид этой организации или соподчиненность ее элементов. Обычно считают, что соподчиненность элементов в системе образует вертикаль: нижние подчиняются верхним. Такую соподчиненность примем в качестве принципа организации элементов энергетической системы: электростанции подчиняются энергосистеме, энергосистема — энергообъединению, а оно в свою очередь — ЕЭС.

Из принципа организации системы вытекает еще одно важное понятие — *право вмешательства*. Вмешательство в дела нижестоящих является привилегией вышестоящих решающих элементов. Это и естественно. Как бы могла работать крупная энергосистема, если бы каждая электростанция, хотя и имеющая в общем случае совместимую с системой цель, вмешивалась в вопросы, для решения которых у нее нет ни прав, ни информации. Однако вмешательством не ограничивается связь решающих элементов в системе. На самом деле эти элементы имеют двустороннюю связь — связь снизу вверх при помощи обратной связи и связь сверху вниз, реализующую вмешательство вышестоящего элемента в дела нижестоящих. Действия нижестоящего элемента зависят от поведения вышестоящего, а поведение вышестоящего определяется действиями нижестоящих элементов. Такая «тупиковая» ситуация разрешается введением приоритета действия вышестоящего элемента. Тогда вышестоящий элемент сам определяет необходимость вмешательства.

В этом плане важным является определение момента вмешательства. Так, можно сказать, что момент вмешательства может предшествовать работе нижнего решающего элемента или соответствовать моменту окончания его работы. Заметим, что вмешательство до принятия решения является весьма важным для нижестоящих элементов, так как конкретизирует условие их функционирования. Вмешательство основано на прогнозировании самой системы и окружающей среды и направлено на создание таких условий для нижележащих элементов, которые, по мнению вышестоящего элемента, приводят в конечном счете к достижению глобальной цели систе-

мы. Такое вмешательство называется координацией.

После окончания действия нижестоящего элемента вышестоящий элемент должен осуществить еще одно вмешательство, целью которого является выяснение правильности координирующего вмешательства, коррекция его в случае надобности или поощрения нижестоящего элемента в случае полного совпадения прогнозированных и действительных условий. Однако не следует думать, что корригирующее вмешательство заканчивает процедуру коммуникаций элементов. Корригирующее вмешательство является первой ступенью последующего координирующего вмешательства. И так много раз в процессе функционирования системы.

В качестве примера последовательности координирующих и корригирующих вмешательств можно привести более подробно описанную в § 13.3 и 17.1 процедуру планирования режима каскада ГЭС на длительный период. Сначала на уровне энергосистемы производится планирование режимов ГЭС в предположении, что на планируемый период известна вся исходная информация. Затем, по мере получения новой, более точной информации как по системе в целом, так и для отдельных ГЭС, планируемый режим их уточняется. Но на этом процесс не заканчивается. В рамках краткосрочного планирования режимов ГЭС производится своя коррекция ранее полученных планов.

Здесь можно говорить о том, что энергосистема является координирующим элементом по отношению к ГЭС и осуществляет процесс координации не одинаковыми способами в период планирования и оперативного управления. Для того чтобы достаточно четко разобраться, когда нужно осуществить координирующее или корригирующее вмешательство и как организовать координацию, нужно познакомиться с теоретически сформулированными способами координации. Их известно пять.

Координация путем прогнозирования взаимодействий. Вышестоящий элемент «предсказывает» связующие сигналы-входы нижестоящих элементов, т. е. прогнозирует условия их функционирования. Нижестоящие элементы вырабатывают свои локальные решения в предположении, что все связующие сигналы будут именно такими, как предсказал вышестоящий элемент.

Координация путем оценки взаимодействий. Вышестоящий элемент задает диапазоны возможного изменения связующих сигналов. Нижестоящие элементы воспринимают их как внешние возмущения, могущие принимать любые значения из заданного диапазона.

Координация путем развязывания взаимодействий. Вышестоящий элемент формально разрывает связи нижестоящих элементов и в месте разорванной связи вводит дополнительный вход — реакцию разрыва. Тогда нижестоящий элемент выбирает свое локальное решение в предположении, что дополнительную переменную он может выбирать произвольно, без учета связей с другими решающими элементами.

Координация типа наделения ответственностью. Элементы нижнего уровня «знают» о наличии других элементов, принимающих решения на том же уровне. Элемент верхнего уровня снабжает их моделями зависимости их действий и реакции на них системы.

Координация путем создания коалиций. Аналогична предыдущей, но вышестоящий элемент определяет, какие именно связи разрешены между решающими элементами. Это приводит к коалиционным или конкурентным отношениям между ними.

Не вдаваясь в аналитические тонкости, выходящие за рамки настоящей главы, отметим, что три первых способа координации являются пока что наиболее простыми и эффективными. Поэтому они и будут рассматриваться в дальнейшем изложении.

Наконец, представив себе немного принципы теории иерархических систем, рассмотрим виды иерархии, которые позволят более точно и обоснованно сформировать структуру, описание и цели системы на каждом иерархическом уровне, помня, что цель такой классификации — подчеркнуть общность и особенно различия между классами, не отрицая при этом возможную принадлежность систем к нескольким классам одновременно.

Уровни описания. Сложную систему почти невозможно описать полно и детально. Попытки составления такого описания или обобщенной модели системы сделают его громоздким, труднодоступным для понимания и все же неполным, поэтому в поисках разумного компромисса между простотой описания и его полнотой

уместно искать этот компромисс в иерархичности описания. Другими словами будем пытаться построить некоторое семейство моделей системы, причем каждая из моделей будет описывать систему лишь с одной из точек зрения или на одном уровне абстрагирования.

Однако правильное распределение задач по уровням описаний во многом поможет установить их логическую взаимосвязь и соподчиненность. Так, модель ГЭС в задаче долгосрочного планирования не должна включать в себя модели электромеханических переходных процессов в гидроагрегатах, а должна отражать лишь взаимосвязь расходов воды и средних за расчетный интервал времени мощностей ГЭС при заданном диапазоне изменения напоров. С другой стороны, при формировании модели оперативного управления ГЭС необходимо учесть в прямом или эквивалентированном виде все процессы в оборудовании ГЭС, без чего нельзя реально оценить состояние станции и ее готовность к несению нагрузки.

Теперь можно определить некоторые общие характеристики выбора уровней описания системы:

1) выбор уровня описания, в терминах которого описывается данная система, во многом зависит от наблюдателя, его знаний и заинтересованности в деятельности системы;

2) описания системы на разных уровнях в общем случае не связаны между собой, поэтому и законы поведения системы на одном уровне не могут быть получены из принципов, использованных на других уровнях;

3) зависимость между условиями функционирования на различных уровнях описаний существенно отличны, между ними существует некоторая асимметрическая зависимость, определяющаяся в первую очередь приоритетом действия;

4) на каждом уровне описаний имеется собственный набор терминов и концепций для описания системы;

5) понимание системы возрастает при последовательном переходе от одного уровня описания к другому: чем ниже мы опускаемся по иерархии, тем более детальным становится раскрытие системы; чем выше мы поднимаемся, тем яснее становятся смысл и назначение всей системы.

Уровни сложности принимаемых решений. Этот вид иерархии предназначен для использования при принятии сложных решений. Заметим, что принятие решения осу-

ществляется обычно в следующей противоречивой ситуации: в нужный момент времени решение следует принимать как можно скорее и сколь возможно правильнее; при принятии решения возникает целый круг не вполне представимых последствий, обдумывание которых влияет либо на время (скорость) принятия решения, либо на его правильность. Такой парадокс принятия решения существует, естественно, если проблема выбора достаточно сложна и неоднозначна. Его можно проиллюстрировать такой задачей оперативного управления, как задача оперативного распределения внеплановой нагрузки между электростанциями энергосистемы. При использовании в качестве таких станций ГЭС, естественно, возникает вопрос: как скажется неплановое увеличение нагрузки на располагаемом полезном объеме водохранилища в конце суток, недели, месяца и т. п. Но решение такой многоступенчатой задачи весьма сложно и потребует временных затрат, превосходящих время для принятия решения в цикле оперативного управления. Поэтому чаще всего для удовлетворения оперативности управления крупной энергосистемой такой анализ не производится, что в ряде случаев приводит к преждевременной сработке водохранилища.

Исходя из сказанного, при проектировании и реализации системы принятия решения необходимо построить такую иерархическую систему, чтобы последовательность принятия решений на ее низших уровнях позволила сделать наилучший выбор на верхнем уровне. Для этого прежде всего следует разбить задачу или процесс на составные части — подзадачи (подпроцессы). Декомпозицию следует продолжать до тех пор, пока подзадача очередного уровня не будет достаточно простой для решения и не создаст условий для решения задачи на каждом следующем верхнем уровне, т. е. выходы подзадач или подсистем нижнего уровня должны давать дополнительную информацию подсистеме верхнего уровня, становясь ее входами.

Рассматриваемый вид иерархии является одним из наиболее сложных и специфических. Во многом он зависит от конкретной формы реализации.

В общем виде можно так определить характеристики ее уровней. Нижний решает задачу определения размера управляющего сигнала при условии задания ему таких параметров, как критерий выбора, вид выходной

информации и максимально суженное и оговоренное множество неопределенностей. Если множество неопределенностей пусто, то задача уровня детерминирована и представляет собой обычную оптимизационную процедуру с заданным критерием. Если множество неопределенностей не пусто, то приходится использовать другие процедуры, которые нельзя формализовать в общем виде. Отсюда вытекает необходимость детерминизации управления на нижнем уровне или хотя бы сведения неопределенностей к минимуму.

Сведение множества неопределенностей к минимуму путем их раскрытия, моделирования или игнорирования — задача следующего уровня. При этом нужно отчетливо понимать, что под множеством неопределенностей здесь понимаются учитываемые неопределенности, т. е. как реально существующие, так и гипотетические. Отсутствие возможности сужения множества неопределенностей или его расширение за счет попыток раскрытия некоторых из них может говорить о несправедливости некоторых базисных гипотез.

Формированием базисных гипотез — определением стратегии, структуры, функций нижележащих уровней — должен заниматься верхний, называемый уровнем самоорганизации.

Продуктивность изложенного здесь подхода будет показана в § 15.3 и гл. 16.

Организационные иерархии. Организационные иерархии встречаются наиболее часто в повседневной жизни, с чем связана и достаточная простота их понимания. Поэтому, не вдаваясь в подробное изложение, рассмотрим их общие характеристики. Так, следует отметить, что организационная иерархия подразумевает: 1) состав системы из четко выделенных взаимодействующих подсистем; 2) наличие средних подсистем (элементов), принимающих решения (решающих элементов); 3) взаимодействие решающих элементов, выражающееся в частичном или полном соподчинении.

Характерной чертой организационной иерархии является ее «пирамидальная» структура, т. е. число элементов нижнего уровня практически всегда превышает число элементов верхнего уровня. Связь решающих элементов различных уровней осуществляется, как было показано ранее, как снизу вверх (информационная обратная связь), так и сверху вниз. Здесь следует обра-

тить внимание на то, что связь сверху вниз имеет характер не столько приказов или управлений (лишь в отдельных предельных случаях), сколько координации. Это обстоятельство связано с одной из важнейших характеристик иерархических многоуровневых систем организационного типа. Оно заключается в том, что элементы верхнего уровня определяют лишь целенаправленность решающих элементов нижнего уровня, а не управляют ими. Элементам нижнего уровня должна быть предоставлена некоторая свобода в выборе их собственных решений вплоть до того, что эти решения могут отличаться от аналогичных решений верхнего уровня, т. е. они могут совпадать, а могут и не совпадать с тем, что выбрал бы элемент верхнего уровня, но лишь в пределах свободы действий нижестоящих элементов.

Применимость организационно-иерархического подхода была проиллюстрирована ранее при описании видов систем, различающихся прежде всего в организационном смысле.

Изложенные принципы положены в основу формирования общегосударственной автоматизированной системы управления и составляющих ее отраслевых автоматизированных систем управления. Рассмотрим теперь с учетом введенных понятий и определений принципы построения отраслевой автоматизированной системы управления «Энергия».

15.2. ОТРАСЛЕВАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ «ЭНЕРГИЯ»

Подсистемы ОАСУ «Энергия». ОАСУ «Энергия» имеет много общего с другими отраслевыми автоматизированными системами в промышленности. Так, она имеет аналогичную другим индустриальным ОАСУ структуру технического и информационного обеспечения и различается лишь в части специального математического обеспечения. Это различие определяется специфическими особенностями энергетики и выражается не только в перечне функциональных подсистем, но и в организационной структуре построения специфических подсистем.

ОАСУ «Энергия» имеет девять общеотраслевых и две специализированные подсистемы. К общеотраслевым относятся следующие подсистемы: 1) перспектив-

ного развития отрасли; 2) технико-экономического планирования; 3) управления финансовой деятельностью; 4) планирования и учета, анализа труда и заработной платы; 5) управления материально-техническим снабжением; 6) планирования, анализа и учета кадров; 7) бухгалтерского учета; 8) управления транспортом и централизованными перевозками; 9) управления научно-исследовательскими и проектно-конструкторскими работами, научно-технической информацией.

Первая специализированная подсистема — подсистема управления капитальным строительством, предприятиями стройиндустрии и промышленными предприятиями. В составе этой подсистемы решаются задачи по следующему перечню: технико-экономическое планирование и анализ подрядной деятельности; оперативное управление строительством; технико-экономическое планирование и анализ промышленной деятельности стройиндустрии; оперативное управление промышленным производством, управление сбытом промышленной продукции стройиндустрии. Эта подсистема, хотя и не является общеотраслевой, тем не менее не отражает в полной мере и всей специфики энергетики. Она имеет состав задач, характерных для строительной индустрии, и это объясняется тем, что энергетические объекты сооружаются силами специализированных объединений Минэнерго СССР.

Более специфичной является вторая специализированная функциональная подсистема — подсистема управления производством. В рамках этой подсистемы решаются задачи: диспетчерского управления и управления ремонтами оборудования; управления производственно-хозяйственной деятельностью; управление сбытом электрической и тепловой энергии. В этой подсистеме решаются задачи, отличающие энергетику от других отраслей промышленности, и в первую очередь это относится к одновременности производства и потребления электроэнергии и связанным с этим показателям качества энергии. Поэтому автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) является одной из важнейших частей ОАСУ «Энергия».

Развитие систем диспетчерского управления. В СССР система диспетчерского управления начала создаваться с середины 20-х годов. К настоящему времени созданы и функционируют объединенные диспетчерские управления (ОДУ) энергообъединений. В 1969 г. на базе ОДУ Единой энергосистемы европейской части СССР было

создано Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы СССР (ЦДУ ЕЭС СССР), задачей которого является оперативное управление производством, распределением и потреблением электроэнергии страны.

Развитая система диспетчерского управления создана в энергообъединении «Мир» стран СЭВ, работу которого координирует Центральный диспетчерский пункт в Праге.

В капиталистических странах с национализированной энергетикой, таких, как Англия, Франция, в настоящее время также функционируют национальные диспетчерские пункты, зональные диспетчерские пункты и другие органы диспетчерского управления.

В странах с частными энергокомпаниями (США, ФРГ) и со смешанной государственно-частной энергетикой (Япония, Швеция и др.) развитие систем диспетчерского управления шло более сложным путем. В них до последнего времени отсутствовала единая система диспетчерского управления, хотя обмен энергией между различными частными системами существовал. В США имелось несколько объединений с тем или иным видом систем диспетчерского управления, построенным по иерархическому принципу. В остальной части страны координация деятельности различных компаний осуществлялась путем прямых переговоров их представителей при условии полного невмешательства одной компании в дела другой.

Возможность функционирования такой системы обеспечивалась до 60-х годов благодаря сравнительно большим резервам по установленной мощности электростанций и по пропускной способности линий электропередачи. В последние годы эти резервы значительно сократились и существовавшая система управления энергосистемами пришла в противоречие с требованиями надежности и экономичности работы энергосистем. С этим связаны принимаемые в настоящее время серьезные попытки создания объединенной иерархической системы оперативно-диспетчерского управления.

Одним из важнейших условий успешного функционирования диспетчерских пунктов является наличие развитой сети средств обеспечения диспетчера необходимой информацией о состоянии контролируемой и управляемой им энергосистемы. В большой степени развитие таких средств связывалось, а частично и определялось наличием необходимой техники для удовлетворения поставленной цели. Так, первые диспетчерские пункты оснащались щитами со схемами энергосистем и приборами с показаниями основных параметров по основным узлам электрической сети и по системе в целом. Информация на щиты передавалась с использованием обычных средств связи. Постепенно щиты управления становились динамическими, т. е. на них индицировалось положение коммутационной аппаратуры энергосистемы.

Следующим этапом являлось решение ряда задач помощи диспетчеру в управлении энергосистемой. Для этого использовались различные устройства автоматики, а с конца 50-х годов — ЭВМ второго поколения. Задачей ЭВМ при такой схеме управления был возможно более точный обсчет параметров энергосистемы в различных ее точках на различных временных интервалах. Результаты решения задач на ЭВМ использовались либо как опорные, типовые, для текущего управления, либо для планирования параметров на достаточно продолжительные периоды времени. При этом само назначение решаемых на ЭВМ задач определяло методы их решения.

В середине 60-х годов за рубежом появляются средства вычислительной техники третьего поколения, включающие помимо таких новшеств, как увеличение скорости расчетов, уменьшение габаритов, повышение надежности, еще и дополнительные средства отображения информации — дисплеи, специально ориентированные на связь человека с машиной в процессе управления. Важной отличительной чертой вычислительной машины третьего поколения была программная управляемость ее средствами, что вызвало бурное развитие внутреннего машинного обеспечения, целью разработки которого было повышение эффективности использования ЭВМ за счет совмещения во времени операций обмена информацией между внутренним (оперативным) и внешними запоминающими устройствами с обработкой ее операционной частью машины — процессором. Такое математическое обеспечение позволило одновременно решать несколько задач на одной ЭВМ (мультипрограммирование) и впоследствии реализовать такой важный в методическом и практическом отношении режим общения с машиной, как так называемое разделение времени (диалог). Этот режим характеризуется одновременным доступом к средствам ЭВМ нескольких человек со специальных пультов, оснащенных дисплеями или иными видеотерминалами.

Все эти возможности позволили более эффективно использовать вычислительные машины и в контуре автоматизированного управления. В отличие от предыдущего этапа проведения различных расчетов вне процесса управления (OFF LINE) начали создаваться специальные диспетчерские системы для обслуживания персонала непосредственно в процессе управления (ON LINE). Такие системы получили название информационно-вычислительных и нашли широкое применение на диспетчерских пунктах стран, располагающих соответствующим техническим, математическим и информационным обеспечением. В Советском Союзе развитие информационно-вычислительных систем стало возможно с появлением серийной вычислительной техники третьего поколения, которое можно отнести к началу 70-х годов.

Среди функций информационно-вычислительных систем следует особо отметить сбор, обработку и отображение информации. Диспетчерские пункты, предназначенные для этих целей, сохранили традиционные устройства телемеханики, щиты управления и самопишущую регистрирующую технику. Наряду с этим распространение получили устройства отображения информации на электронно-лучевых трубках (ЭЛТ). Эти устройства обладают важным свойством совмещения в одном приборе возможностей отображения различной информации. Использование этого свойства ЭЛТ позволяет более эффективно компоновать диспетчерские пункты и отчасти уменьшить число приборов на щите, что положительно сказывается на психологическом настрое человека-диспетчера.

В современных информационно-вычислительных системах большое место отводится средствам специального математического обеспечения, которые, правда, пока рассчитаны на режим работы «советчика» диспетчера. Но большинство задач управления энергосистемой не могут быть решены лишь в оперативном плане, поэтому система специального математического обеспечения должна покрывать также функции планирования и анализа перспективных и ретроспективных режимов, т. е. она должна быть построена по иерархическому принципу принятия решений, тесно увязанному с организационной иерархией диспетчерского управления.

Виды иерархии в АСДУ. Организационная иерархия диспетчерского управления сложилась, как было сказано выше, еще в период, предшествующий развитию автоматизированных систем управления. При оценке и переоценке организационной иерархии на уровне создания АСДУ была признана эффективность существующей системы. В известной мере аналогичный подход был использован и в структуре принятия решений, которая во многом совпадает со структурой принятия решений технологическими службами существующих диспетчерских управлений. Поэтому в работах по АСДУ в основном используются три вида иерархии: пространственная, временная и ситуативная.

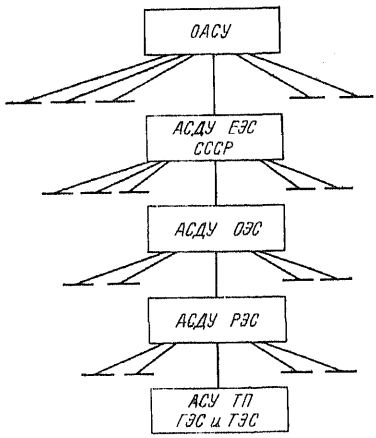


Рис. 15.1. Пространственная (организационная) иерархия АСДУ.

Пространственная иерархия отражает организационные свойства системы. Она имеет четыре основных уровня: ЕЭС СССР, объединенных энергосистем (ОЭС), районных энергосистем (РЭС) и электростанций (рис. 15.1). АСДУ является самостоятельной подсистемой ОАСУ, т. е. системой, построенной на данном уровне описания производства и распределения электрической и тепловой энергии. Поэтому уровень электростанций на уровне описания АСДУ должен быть представлен именно АСУ технологическими процессами на гидравлических и тепловых станциях. Все прочие уровни описаний, перечисленные в перечне задач соответствующих подсистем ОАСУ, характеризующие каждую ступень пространственной иерархии, как предприятие в смысле АСУП обязательны к включению в АСУ соответствующего организационного уровня, но не являются частями автоматизированной системы диспетчерского управления.

Для определения уровней принятия решения в АСДУ используется временная иерархия (рис. 15.2).

В этом виде иерархии регламентируются соотношение важности решаемых задач и их взаимная зависимость. Не трудно видеть, что основной задачей диспетчерского управления является оперативное управление режимами работы энергосистем. Однако для управления режимами в оперативном плане необходимо основываться на состоянии оборудования энергосистемы (электростанций, подстанций, электрических сетей) и располагаемых ресурсов для изменения режима, особенно в сторону увеличения нагрузки.

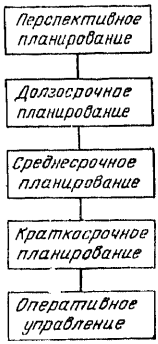


Рис. 15.2. Временная (принятие решения) иерархия АСДУ.

Энергетические ресурсы, используемые на тепловых и гидравлических электростанциях, имеют определенную инерционность, т. е. для увеличения нагрузки электростанции необходимо иметь соответствующие энергоресурсы, которые не могут быть доставлены от источников до места их преобразования в электрическую энергию мгновенно. Это достаточно длительный процесс, который легко виден на примере тепловых электростанций: топливо нужно добыть, транспортировать, складировать и лишь после этого использовать. Именно в силу этого, а также из-за требования обеспечения надежности электроснабжения временная иерархия приобретает вид, показанный на рис. 15.2. Задачи каждого из уровней применительно к управлению каскадами ГЭС излагаются в гл. 17.

Ситуативная иерархия имеет непосредственное отношение к уровню оперативного управления. На этой ступени принятия решения описываются два ситуативных уровня, управление нормальными и аварийными режимами. Под управлением аварийными режимами подразумевают прогнозирование возникновения аварийного режима (предаварийный режим), управление в аварийных условиях (собственно аварийный режим) и управление после устранения аварии в направлении перехода к нормальному режиму (послеаварийный режим). Наибольшую проработанность имеет уровень управления нормальными режимами, который и будет в основном здесь рассматриваться.

Управление каскадами ГЭС в АСДУ. Гидроэлектрические станции рассматриваются в рамках управления энергосистемой как особый элемент, это связано с многоцелевым использованием гидроузлов и водохранилищ ГЭС. Поэтому при управлении каскадами ГЭС в АСДУ нельзя учитывать только энергетическое их значение. ГЭС и ГАЭС являются весьма оперативными элементами энергосистем, что делает их особенно ценными для использования в качестве оперативного резерва системы. В то же время ГЭС являются важными регулирующими элементами систем водного и рыбного хозяйства, водного транспорта и охраны природы. Водохранилища ГЭС являются аккумуляторами водных ресурсов для ирригации, водоснабжения, здравоохранения и т. д. Регулирование стока оказывает значительное влияние на водный транспорт, рыбное хозяйство, санитарное состояние бассейнов рек, комфортные условия жизни людей и пр. Поэтому одноцелевое — энергетическое — управление ГЭС не представляется возможным. *Особую остроту вопрос о многоцелевом управлении режимами работы водохранилищ приобретает в условиях дефицита водных ресурсов, который становится все более заметным в бассейнах рек в засушливых районах.*

Сказанным определяется необходимость учета требований неэнергетических водопользователей при управлении ГЭС в рамках АСДУ. Причем взаимно согласованные решения о режимах ГЭС могут приниматься достаточно обоснованно лишь при совокупном рассмотрении потребностей в водных ресурсах всех участников водохозяйственного комплекса. Такая задача может быть решена наиболее полно в случае, если принятие решения в водохозяйственной и энергетической системах будут скоординированы не только результативно, но и структурно. Поэтому при рассмотрении проблемы автоматизации управления ГЭС необходимо иметь представление и о принципах построения АСУ водного хозяйства. А так как АСДУ в рамках АСУ бассейна реки становится одной из подсистем распределения водных ресурсов, то решение управления бассейнами также должно опираться на многоуровневый иерархический принцип.

15.3. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ПОСТРОЕНИЯ АСУ В ВОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Основная задача АСУ в водном хозяйстве. АСУ водного хозяйства в настоящее время по существу только

начинает свое развитие. Среди прочих отраслевых автоматизированных систем управления проектируется и ОАСУ «Водхоз». В процессе разработки и опытной эксплуатации находятся АСУ бассейнами рек Сырдарьи, Зеравшана, Днепра. Одной из главнейших причин появления АСУ бассейнами рек является растущий дефицит воды, особенно в южных засушливых районах. Важное значение в таких условиях приобретают задачи распределения водных ресурсов между участниками водохозяйственного комплекса и контроль водопотребления каждым из них. Эти задачи являются специфическими для рассматриваемой отрасли и составляют целевое назначение специализированных подсистем ОАСУ. Диспетчирование водораспределения в масштабах территориального деления по бассейнам составляет основную цель АСУ бассейном реки.

В настоящее время распределение воды между участниками имеет в основе отраслевой принцип. Вода как условие функционирования отрасли необходима для ведения сельского хозяйства, водного транспорта, рыбного хозяйства, водоснабжения промышленных предприятий и коммунально-бытового хозяйства, энергетики. Кроме того, реки и связанные с ними грунтовые потоки в большой степени влияют на экологические параметры района, т. е. создают условия существования природной флоры и фауны. Учитывать все эти факторы, а также проблему качества воды, загрязняемой отходами многогранной деятельности человека, необходимо при распределении водных ресурсов между потребителями ВХК.

Проблемы распределения воды при отсутствии дефицита практически не существует: каждый водопользователь может брать воду по своему усмотрению, не задумываясь о потребности других отраслей. В условиях дефицита любого сырья или продукта распределение его может быть рыночным (кто больше даст), плановым (кому сколько положено) или стихийным (кто первым успел).

Рациональное плановое распределение подразумевает законодательное ущемление группы пользователей на основании анализа их важности с точки зрения некоторой глобальной цели и обоснованности их притязаний. Эта задача наиболее сложна, но дает наибольший эффект во всей организованной системе пользователей. Такое распределение дает наибольший эффект по систе-

ме, но не по удовлетворению потребностей отдельных ее элементов. *Проблема формализации глобальной цели и методов оценки важности пользователей и обоснованности их требований является центральной проблемой распределения водных ресурсов между отраслями и отраслевыми участниками ВХК.* Решение этой проблемы связано с большими трудностями, так как требования участников ВХК в большинстве случаев бывают противоречивыми. Поэтому распределение водных ресурсов обычно производится путем прямых указаний членов совета экспертов. Эффективность такого распределения прямо зависит от возможностей совета «проиграть» различные ситуации распределения и определить количественные оценки локальных критериев качества функционирования каждого из участников.

При формализации процесса принятия решений в такой конфликтной ситуации предлагается использовать целый ряд математических методов отыскания компромиссов. Не останавливаясь на их рассмотрении подробно, отметим, что большинство из них строится на поисках компромисса одноуровневого типа, т. е. водное хозяйство рассматривается как одна из равноправных отраслей, имеющая своих водопользователей. Отсюда попытки решить задачу распределения водных ресурсов комбинаторными или игровыми методами. При этом весьма важно описать локальные цели элементов ВХК в терминах глобальной цели водохозяйственной системы. Однако именно это вызывает наибольшие трудности из-за отсутствия в большом числе случаев достоверных экономических оценок влияния используемого водного ресурса на объем и стоимость продукции соответствующего отраслевого водопользователя. В связи с этим работы различных организаций — разработчиков методов были в значительной степени разобщены и не приводили к сколько-нибудь ощутимым результатам.

Отсутствие таких методов во многом сказалось и на структуре АСУ бассейнами рек. Оно выразилось в отсутствии практической связи иерархии принятия решения с организационной структурой АСУ и не позволило строго и однозначно определить задачи специального математического обеспечения АСУ бассейном в части уровней принятия решения. Особенно это выразилось в формировании задач верхнего уровня, на котором

должны определяться локальные критерии нижестоящих уровней организационного управления.

Многоуровневый подход к АСУ бассейном реки. Иерархия описаний АСУ бассейном с системно-управленческой точки зрения почти не отличается от других АСУ. Здесь имеется и техническое, и информационное, и математическое обеспечение. Более интересным является рассмотрение вопросов уровней принятия решений и организации. Вспомним, что одим из тезисов теории иерархических систем является тезис о неразрешимости конфликта в одноуровневой многоцелевой системе, что разрешение конфликта достигается введением высшего (по отношению к конфликтующему) уровня, предназначенного для решения задачи координации.

Применим этот тезис к иерархии принятия решения в АСУ бассейном реки.

Оценим сначала глобальную цель системы, которая обычно выражается в экономических категориях и формулируется как минимизация суммарных народнохозяйственных затрат в системе. В качестве решающих элементов нижнего уровня будем рассматривать соответствующие отраслевые управления, организационный уровень которых совпадает с организационным уровнем управления бассейном реки. Тогда для соблюдения постулата совместимости, который самым непосредственным образом связан с понятием координируемости, отметим, что цели решающих элементов нижнего уровня в общем случае совпадают с глобальной целью системы. Однако поиск координации в терминах глобальной цели, как уже говорилось, весьма затруднен отсутствием экономических оценок по ряду локальных целей нижних решающих элементов. Будем считать, что функционирование элементов нижнего уровня автономно, т. е. взаимодействия между ними «развязаны». Тогда оптимальное их функционирование определяется соответствием своим локальным целям и их формальным критериям. В энергетике, например, такие критериями могут быть минимум расхода условного топлива в энергосистеме, а также максимум выработки электроэнергии ГЭС. Аналогично выбираются критерии по другим отраслям. Весьма существенным здесь является *необязательность принадлежности этих критериев к множеству экономических критериев, если имеются трудности в строгом эко-*

номическом описании результатов работы отраслевого решающего элемента.

Принимая на первом этапе в качестве способа координации развязывание взаимодействий, проведем управление ВХК по локальным целям его подсистем, управляемым соответствующими решающими элементами. Цель первого этапа управления можно определить как выбор некоторой совокупной оценки соответствия водных ресурсов, требующихся для производства соответствующего объема продукции. Тогда в результате получим некоторые не всегда совместимые запросы на воду от различных отраслевых водопользователей. Такое управление может быть осуществлено практически без вмешательства в работу нижнего уровня путем анализа результатов, полученных на имитационных моделях отраслевых водопользователей. На этом же этапе совет экспертов формулирует цели координатора, основываясь на полученных с помощью имитационных моделей результатах. При этом цели координатора могут быть формализованы не в виде экономических критериев, а в виде максимального удовлетворения запроса на воду от соответствующей отрасли в объемах или уровнях воды по характерным створам водотока.

На втором этапе координация осуществляется методом оценки взаимодействий, когда каждый из нижестоящих решающих элементов волен выбирать свое решение в допустимых условиях, что сводит задачу координации к более простому управлению по локальному критерию с ограничениями. Такие задачи описаны применительно к гидроэнергетике в гл. 12, 13 и 17.

Важным организационным моментом здесь является *надотраслевая принадлежность АСУ* бассейном реки. Только в этом случае возможен выбор рациональных параметров связи решающих элементов нижнего уровня, т. е. реализуется беспристрастность координации. При этом предполагается, что координатор организационно оформлен как совет экспертов, располагающий необходимым техническим, информационным и математическим обеспечением для ведения диалога с ЭВМ, в процессе которого разыгрываются различные варианты водораспределения и определяются допустимые пределы взаимодействий. После определения этих пределов они вводятся в соответствующие задачи отраслевого управления, чем и реализуется процесс вмешательства.

Для такого функционирования АСУ бассейном реки необходимо наличие системы имитационных отраслевых моделей, решающих задачи как без ограничений со стороны координатора, так и при их учете. Особенностью используемых имитационных моделей данного уровня является информационное и методическое соответствие их аналогичным моделям, применяемым при отраслевом управлении.

Глава шестнадцатая

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ГЭС

16.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Автоматизированные системы управления ГЭС получили свое развитие в 70-х годах. В настоящее время в эксплуатации находится лишь несколько АСУ ГЭС, которые в процессе разработки трактовались как опытные. Теория управления ГЭС в условиях АСУ разработана пока еще недостаточно. Так, существует целый ряд конкретных проектных разработок, которые во многом заимствуют используемые методы из других отраслевых АСУ применительно к специфическим условиям управления гидроэлектростанцией.

Рассмотрим АСУ ГЭС с трех точек зрения, которые более соответствуют их роли: АСУ технологическим процессом, АСУ предприятием и в качестве низовой ступени АСДУ. При этом сознательно абстрагируемся от достаточно очевидного факта, что АСУП ГЭС также является низовым элементом ОАСУ «Энергия». Такое абстрагирование допустимо по причине достаточной общности методов адаптации системы управления отраслью к электростанциям всех типов. Тем не менее в общих чертах определим задачи хозяйственного управления, потому что без их знания и правильного учета нельзя оценить действительные факторы, образующие экономическую эффективность АСУ ГЭС.

Во избежание ошибок в понимании структуры АСУ ГЭС, ее места в отраслевой автоматизированной системе и состава решаемых ею задач коротко остановимся на описании этой автоматизированной системы в терминах теории иерархических систем. Для этого в первую оче-

редь рассмотрим автоматизированную систему и процесс управления, осуществляемый ею, как самостоятельный объект исследования.

Выделим три уровня описания системы: технического обеспечения, информационного обеспечения и математического обеспечения. Заметим, что специфика ГЭС как управляемого объекта должна быть отражена именно в математическом обеспечении, которое включает в себя весь необходимый комплекс математических моделей технологического процесса и экономических оценок его эффективности. Однако весьма важно помнить, что математические модели, не снабженные необходимой информацией, не могут дать ответа того или иного параметра, по которому, собственно, и осуществляется управление. Кроме того, серьезной ошибкой было бы преуменьшение самостоятельной роли информационного обеспечения, с помощью которого принимаются решения не только на уровне ГЭС, но и на более высоких уровнях управления. Иными словами, состав информации, способы ее обработки и представления также специфичны именно для рассматриваемого объекта управления. Техническое обеспечение АСУ ГЭС несколько менее специфично, хотя оно должно включать в себя весь необходимый спектр датчиков, включая датчики расхода для трубопроводов большого сечения, специальных пультов и табло, которые отражают особенности эксплуатации гидроэлектростанций.

Как уже говорилось в гл. 15, в АСДУ выделяются такие специфические уровни иерархии, как временная и ситуативная. Необходимо отметить, что эти виды иерархии имеют в качестве глобальной цели классификации непосредственно процесс управления объектом (ГЭС, ТЭС, РЭС, ОЭС и т. д.). Для определенности классификации покажем, что эти два вида иерархии представляют собой иерархию уровней принятия решения. Действительно, оперативное управление ГЭС, для работы которого необходимы некоторые запасы ресурса, невозможно без предварительного расчета: хватит ли ресурсов для выработки энергии сегодня (в течение суток), до конца недели, сезона и года, когда можно будет эти запасы пополнить. Поэтому решение задач долгосрочного, среднесрочного и краткосрочного планирования режимов каскада ГЭС в энергообъединении дает информацию (в виде некоторых функций ограничения режима, таких,

как предельные линии на диспетчерских графиках и т. д.), локализующую диапазон выбираемых при оперативном управлении режимов, т. е. адаптирует множество неопределенностей. При этом в плановых расчетах должны быть учтены и ненормальные ситуации работы объекта, связанные с возникновением аварий и других непредвиденных ситуаций. Это необходимо для планирования запасов энергоресурса и различных видов резервов мощности на электростанциях энергосистемы. В свою очередь оперативное управление в нормальных и аварийных режимах также представляет собой два уровня принятия решения, так как прогнозирование предаварийного режима, равно как и развития аварий, достаточно определенно позволяет выбрать стратегию управления в этих ситуациях. Это значит, что множество неопределенностей здесь тоже сужается. *Поэтому задачи ситуативной иерархии следует решать в непосредственной связи с задачей иерархии временной.*

В части определения организационной иерархии при построении АСУ ГЭС следует помнить о структуре оперативного подчинения ГЭС соответствующим диспетчерским управлениям высшего уровня и главкам Минэнерго. Подчинение в оперативно-диспетчерском плане РЭУ или ОДУ должно реализоваться в обеспечении АСУ технологическим процессом ГЭС (АСДУ), а отчетность по показателям, не связанным с диспетчерским ведением режима, — в обеспечении АСУП ГЭС (ОАСУ). Причем в процессе проектирования структуры и задач различных подсистем ОАСУ должно предусматриваться исключение дублирования функций различных уровней и дублирования восходящих потоков информации.

При рассмотрении отдельных задач математического обеспечения АСУ ГЭС следует помнить, что они расположены на различных уровнях описания и важность их решения далеко не всегда определяется на их организационном уровне. Так, можно говорить о задачах управления электрическими и гидроэнергетическими режимами; о задачах контроля электрического, гидромеханического оборудования и гидротехнических сооружений и т. д. Описания соответствующих процессов будут различны. Ценность получения их количественных оценок также существенно различна. Например, точная информация о гидроэнергетических показателях режима осо-

бо важна на уровне энергосистемы, где планируется режим работы каскада ГЭС.

Рассматривая общие вопросы построения АСУ ГЭС, мы уже обращались к элементам классификации, без которых было бы невозможно описание действующих в этом виде АСУ принципов иерархических систем. Теперь остановимся на классификации задач АСУ ГЭС более подробно.

16.2. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕШАЕМЫХ ЗАДАЧ

Задачей будем называть некоторую алгоритмизируемую последовательность операций, осуществляемую в процессе принятия решений и автоматического технологического управления ГЭС и решаемую с использованием средств технического обеспечения АСУ ГЭС. Такое определение позволяет отказаться от предварительного выбора средств технического обеспечения АСУ, так как его состав прямо зависит от перечня и регламента решаемых АСУ задач. Вопросы, связанные с использованием наиболее современных технических средств, не зависят от конкретной структуры АСУ ГЭС.

Таким образом, *будем рассматривать задачи информационного и математического обеспечения, решаемые непосредственно в рамках АСУ ГЭС, т. е. задачи управления одиночной ГЭС и задачи обеспечения информацией уровней, управляющих каскадами гидроэлектростанций с позиций энергетической системы и бассейна реки.*

Отметим также, что устоявшейся общепринятой классификации задач АСУ ГЭС в настоящее время нет. Поэтому рассмотрим один из вариантов классификации, достаточно полно описывающий систему с точки зрения иерархии принятия решения.

Различные этапы принятия решения в АСУ ГЭС характеризуются задачами контроля, управления, анализа и обмена. Эти четыре уровня принятия решения рассмотрим на двух уровнях описания: управление технологическим процессом и управление предприятием. Задачи управления технологическим процессом будем более подробно рассматривать в дальнейшем, а в задачах управления предприятием ограничимся лишь их перечислением. Следует указать, что задачи управления предприятием с точки зрения ГЭС в наибольшей степени определяют экономическую эффективность АСУ, а решение задач технологического управления в большей

мере сказывается на эффективности управления энергосистемой.

Перечень задач управления технологическим процессом на ГЭС сформирован на основании задач технологического управления станцией и как самостоятельным элементом, и как составной части энергосистемы. При этом группы задач «Контроль» и «Обмен» являются элементами информационного обеспечения, включая сюда и простейший вид управления по отклонению параметров от заданных. Последнее включается в информационное обеспечение по причине сходства с методами верификации (проверки на достоверность) текущей информации, а также вследствие характера использования результатов контроля, которые в основном предназначены для отображения оперативному персоналу станции. Поэтому основные задачи из этого перечня будут более подробно рассмотрены в § 16.4 «Информационное обеспечение».

Уровень управления технологическим процессом

Контроль

ТК-1. Контроль допустимости электрических и тепловых параметров электрооборудования
ТК-2. Контроль допустимости тепловых параметров гидромеханического оборудования
ТК-3. Контроль допустимости режима ГЭС по электрическим и гидроэнергетическим показателям
ТК-4. Контроль допустимости параметров, характеризующих нормальный режим
ТК-5. Контроль отклонения характеристик гидромеханического оборудования от действующих
ТК-6. Контроль достоверности информации и работоспособности датчиков
ТК-7. Контроль времени

Управление

ТУ-1. Оперативное планирование состава агрегатов, их активных и реактивных мощностей
ТУ-2. Оперативное планирование водноэнергетических параметров режима ГЭС
ТУ-3. Оперативное планирование рационального использования вспомогательных агрегатов
ТУ-4. Оперативное планирование электропотребления на собственные нужды станции
ТУ-5. Расчет уставок релейной защиты и автоматики
ТУ-6. Выбор схемы коммутации электрооборудования
ТУ-7. Оперативная коррекция состава агрегатов в нормальном режиме
ТУ-8. Оперативное управление активными и реактивными мощностями агрегатов, регулирование частоты и напряжения

ТУ-9. Оперативное управление агрегатами в предаварийных, аварийных и послеаварийных режимах

Анализ

ТА-1. Расчет неизмеряемых показателей и анализ эффективности ведения режима (удельный расход, коэффициент готовности и т. д.)
ТА-2. Анализ состояния оборудования и адаптивная коррекция энергетических характеристик агрегатов и ГЭС
ТА-3. Статистический анализ режимов и построение режимных характеристик ГЭС
ТА-4. Анализ состояния и адаптивная коррекция стационарных характеристик бьефов
ТА-5. Адаптивная коррекция параметров моделей, учитывающих нестационарность режимов воды в нижнем и верхнем бьефах
ТА-6. Анализ и адаптивная коррекция станционных ограничений по надежности

Обмен

ТО-1. Сбор и регистрация текущей информации о режимах оборудования в нормальных и аварийных условиях работы
ТО-2. Сбор и регистрация текущей гидроэнергетической информации
ТО-3. Отображение информации
ТО-4. Накопление текущей информации
ТО-5. Формирование и печать документов
ТО-6. Подготовка в заданном формате данных для передачи на верхние уровни организационной иерархии
ТО-7. Обмен информацией с верхними уровнями

Группы задач «Управление» и «Анализ» отражают состав специального математического обеспечения АСУ ГЭС. Многие из этих задач пока не имеют однозначного описания и специфичны для различных ГЭС. Поэтому в дальнейшем рассмотрим лишь задачи управления активной мощностью агрегатов и выбора их состава.

Аналогично классифицируются задачи управления ГЭС как промышленным предприятием.

Уровень управления предприятием

Контроль

ПК-1. Учет выработки электроэнергии и расходования ее на собственные нужды
ПК-2. Контроль и учет материальных ценностей и денежных средств
ПК-3. Учет и текущий контроль использования кадров

Управление

ПУ-1. Планирование располагаемых мощностей станции
ПУ-2. Планирование капитальных ремонтов оборудования
ПУ-3. Планирование денежных и материальных затрат на производство электроэнергии
ПУ-4. Планирование хозяйственной деятельности
ПУ-5. Планирование технико-экономических показателей станции

ПУ-6. Составление плановой и отчетной документации
ПУ-7. Бухгалтерские расчеты
ПУ-8. Организация и проведение испытаний основного оборудования станции средствами АСУ

Анализ

ПА-1. Анализ эффективности технико-экономического планирования
ПА-2. Анализ технико-экономических показателей управления за отчетный период
ПА-3. Анализ условий труда

Обмен

ПО-1. Формирование нормативно-справочного архива данных
ПО-2. Сбор и отображение информации по соблюдению трудовой дисциплины
ПО-3. Отображение вызывной информации о производственной и хозяйственной деятельности станции
ПО-4. Обмен информацией с верхними уровнями

Задачи управления предприятием затрагивают в основном аспекты административно-хозяйственной деятельности ГЭС. Это не означает, однако, что представленные задачи не имеют определенной специфики. Специфика отражается прежде всего в задачах планирования капитальных ремонтов оборудования, располагаемой мощности, анализа технико-экономических показателей. Тем не менее особенности большинства задач этого уровня определяются не столько отраслевой принадлежностью предприятия, сколько его размерами, производственной мощностью и ролью в энергосистеме. Поэтому задачи уровня управления предприятием в настоящем учебнике подробно не излагаются.

Для специалистов-гидроэлектроэнергетиков наиболее существенным является изучение технологического процесса на ГЭС и методов управления им. Поэтому более подробно рассмотрим именно задачи технологического управления и определяемый ими состав технических средств АСУ ГЭС.

16.3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Общие вопросы формирования технического обеспечения АСУ ГЭС начнем с вариантов его компоновки, вытекающих из использования вычислительной техники. При этом учтем такие вопросы, как организация совместного использования традиционных средств автоматики и ЭВМ, обеспечение психологической совместимости человека и машины в контуре реального управления.

Действительно, при проектировании АСУ, которое занимает вместе с внедрением 3—4 года, хотелось бы учесть все новейшие достижения науки для создания проекта, наименее подверженного процессу морального старения. Однако такое естественное стремление иногда сталкивается с определенными трудностями организации производства и промышленного испытания новой техники, материально-технического снабжения и др. Кроме того, часто экономически выгоднее использовать средства сбора данных и локальную автоматику, уже имеющиеся на ГЭС. *Поэтому вопрос о составе технических средств АСУ решается индивидуально для каждого объекта с учетом конкретных условий.*

В то же время при проектировании АСУ необходимо найти разумный компромисс между «сплошной автоматизацией» производства и привычной ролью человека в процессе управления, особенно когда такие сложные и ответственные решения, как, например, управление аварийными режимами, требуется переложить на ЭВМ.

Будем исходить из возможности получения необходимых технических средств, характеризующих уровень развития техники и производства, но с учетом определяющей роли человека в процессе управления. Поэтому будем рассматривать технически совершенную систему, имеющую возможность самостоятельно управлять технологическим процессом во всех режимах, но функционирующую автоматически лишь под постоянным контролем человека-диспетчера, принимающего решения на основании личного опыта в тех ситуациях, когда скорость реакции и ответственность принимаемых решений будут доступны только его уровню. Частично ЭВМ в контуре АСУ будет работать в режиме «советчика», частично в режиме автоматического управления.

Техническое обеспечение АСУ, или комплекс технических средств (КТС), можно разделить на пять характерных групп: обработки информации; сбора и подготовки данных; нормативно-справочной информации; отображения данных; задания и отработки управляющих воздействий (рис. 16.1).

На ГЭС группа устройства сбора данных обычно состоит из датчиков, коммутаторов и подключающих к ЭВМ датчиков, а также устройств ручного ввода данных. При этом коммутаторы и подключающие датчики обычно объединяют в систему аппаратов, назы-

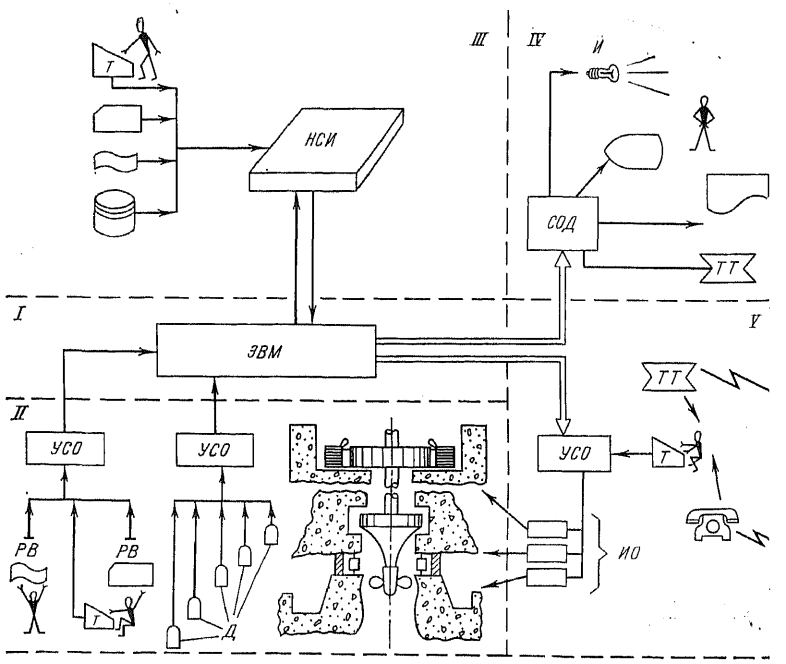


Рис. 16.1. Схема комплекса технических средств АСУ ГЭС.

I — вычислительный комплекс; *II* — система сбора данных; *III* — система нормативно-справочной информации (НСИ); *IV* — система отображения данных (СОД); *V* — система задания (с учетом связи с верхними уровнями) и отработки управляющих воздействий; *УСО* — устройство сопряжения с объектом; *РВ* — ручной ввод данных; *Т* — терминал; *Д* — датчики; *И* — индикация; *О* — отображение; *Р* — регистрация; *ТТ* — телетайп; *ИО* — исполнительные органы.

ваемую устройствами сопряжения с объектом (УСО).

Группа обработки информации включает в себя собственно ЭВМ или систему ЭВМ, а также перфорационную технику.

Группа нормативно-справочной информации представляет собой устройства внешней памяти ЭВМ, входящие в конфигурацию вычислительного комплекса.

Группа отображения данных и их документирования содержит индикаторы, экраны, устройства печати, обмена данными с верхними уровнями, к которым относятся специальная аппаратура передачи данных (АПД), телетайпы, телефоны и т. д.

Группа отработки управляющих воздействий включает в себя специальные устройства, воздействующие на силовые органы системы регулирования гидросилового и электрического оборудования.

Устройства сбора данных и отработки управляющих воздействий. В СССР используется единая государственная система приборов (ГСП). Аппаратура сбора данных и их передачи — связи с ЭВМ — входит в ГСП, которая в свою очередь включается в систему стандартизации оборудования стран — членов СЭВ КАМАК. В основе построения этих систем лежит модульный принцип. В соответствии с этим принципом каждый прибор имеет ряд функциональных элементов — модулей, каждый из которых отрабатывает вполне определенные функции. Причем увеличение числа выполняемых прибором функций достигается за счет наращивания соответствующих модулей в количестве, определяемом назначением прибора.

Модульный принцип построения ГСП позволяет создавать гибкие структуры приборов, независимо заменять отдельные узлы (модули). Для этого в ГСП стандартизуются и унифицируются входные и выходные сигналы: электрические, пневматические и гидравлические. Унифицируются ряды значений шкал приборов, технические характеристики исполнительных механизмов их габариты и коммутационная аппаратура. Вводится единый ряд требований к точности, надежности и условиям эксплуатации технических средств.

Аппаратура сбора информации использует датчики с унифицированным сигналом, т. е. датчики, на выходе которых независимо от характера входного (измеряемого) параметра всегда будет либо постоянный ток в пределах 0—50 мА, либо напряжение постоянного тока в диапазоне 0—5 мВ.

Используемые в АСУ ГЭС датчики можно разделить на две группы: непрерывных и дискретных сигналов. Датчики непрерывных сигналов могут быть датчиком тока, напряжения, ЭДС, а также импульсными. Датчики дискретных сигналов могут быть кодовыми, позиционными и кодоимпульсными.

Введение в ЭВМ (имеется в виду используемые для реального автоматизированного управления цифровые вычислительные машины) информации от датчиков дискретных сигналов не вызывает заметных трудностей: она

должна быть только соответствующим образом масштабирована и кодирована.

Более сложен процесс преобразования информации, поступающей от датчиков непрерывных сигналов. В этом случае информация по запросу ЭВМ поступает на вход нормирующего преобразователя, где она преобразуется в дискретную форму и приводится к заданному диапазону изменения выходных сигналов. Преобразование непрерывной информации в дискретную более выгодно осуществлять на ранней стадии ее переработки, так как уменьшается вероятность ее искажения при прохождении через аппаратуру КТС. Следовательно, повышается надежность всей системы сбора данных.

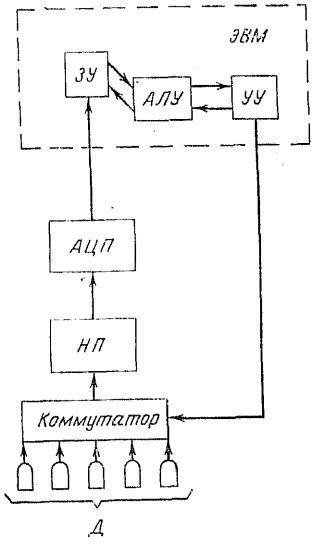


Рис. 16.2. Схема организации обегающего опроса датчиков.

НП — нормирующий преобразователь; *АЦП* — аналого-цифровой преобразователь; *ЗУ* — запоминающее устройство; *АЛУ* — арифметическое и логическое устройство; *УУ* — устройство управления.

Дискретизация непрерывного сигнала осуществляется аналого-цифровыми преобразователями (АЦП) за счет квантования сигнала по уровню и времени. При этом весьма важно учитывать, что с увеличением шага квантования погрешность преобразования информации растет.

Прежде чем передать информацию на АЦП, ее нужно соответствующим образом нормировать при помощи нормирующего преобразователя *НП*, который подключается к системе датчиков способом, зависящим от организации опроса датчиков. Наиболее распространенным является обегающий опрос (рис. 16.2).

Процесс обегающего опроса описывается следующим образом. Устройство управления, связанное со службой времени ЭВМ, подключает датчики последовательно

через коммутатор, *НП* и *АЦП* к запоминающему устройству ЭВМ *ЗУ*, где записывается текущее значение параметра, замеренное датчиком. После завершения цикла записи *УУ* подключает следующий датчик и т. д. Опрос датчиков в описанном случае производится через определенные интервалы времени, а получаемая таким образом информация называется периодической. Время цикла опроса определяется из соотношения

$$\tau_{\text{о}} = \sum_{i=1}^{m_{\text{г}}} (\tau_{\text{п}} + \tau_{\text{а}} + \tau_{\text{з}})\, m_i, \qquad (16.1)$$

где $\tau_{\text{о}}$ — время цикла опроса датчиков; $\tau_{\text{п}}$ — время подключения и работы НП; $\tau_{\text{а}}$ — время подключения и работы АЦП; $\tau_{\text{з}}$ — время задержки между записью и следующим переключением коммутатора; m_i — число однотипных датчиков в группе; $m_{\text{г}}$ — число групп датчиков.

Из соотношения (16.1) выбирается число коммутаторов в случае, если из-за большого числа датчиков время опроса превышает допустимое, определяемое шагом квантования.

Средства вычислительной техники. Одним из важнейших элементов комплекса технических средств являются средства вычислительной техники, используемые для обработки информации. Класс вычислительной машины и комплект ее периферийной аппаратуры выбираются исходя из круга задач, решаемых в АСУ ГЭС (см. § 16.2). При этом выбор оптимальной конфигурации ЭВМ осуществляется на основе удовлетворения критериев экономичности и надежности. Критерий экономичности должен удовлетворяться при решении задач: постоянной загрузки всех частей ЭВМ — центрального процессора и периферийного оборудования; превышением уровня снижения эксплуатационных издержек текущего управления ГЭС над уровнем издержек АСУ и капитальными вложениями в нее за нормативный срок окупаемости. При решении последней задачи весьма важно учитывать не только снижение собственных издержек ГЭС, но и уменьшение их по энергосистеме за счет повышения надежности информации о режимах ГЭС и большей оперативности управления.

Решение задачи надежности должно осуществляться исходя из условия неодинаковости требований к надеж-

ности функционирования устройств ЭВМ, отрабатывающих различные группы задач АСУ (см. § 16.2). Так, можно говорить о более высоком уровне надежности при решении задач сбора и отображения информации (группы «Обмен» и «Контроль»), а также задач управления аварийными режимами (группа «Управление»).

Для повышения надежности работы ЭВМ станционного уровня целесообразно использовать несколько ЭВМ различного назначения или одну многопроцессорную вычислительную систему. Распределение функций в многомашинной системе подразумевает использование более надежных ЭВМ для решения задач сбора данных и управления аварийными режимами и менее надежных — для задач управления нормальными режимами и расчетов, выполняемых не оперативно.

К машинам повышенной надежности относится управляющая логическая машина (УЛМ) типа ТА-100. Особенностью УЛМ является построение ее по принципу мажорирования, т. е. составление ее из трех одинаковых электронных машин, синхронно выполняющих одинаковые операции. При этом результат считается достоверным при совпадении его в двух случаях из трех. Другими словами, если две машины дают совпадающие результаты, то именно этот результат считается правильным (достоверным) и предназначен для дальнейшего использования. Однако помимо обеспечения надежности УЛМ должна быть еще и экономичной. Этого можно достигнуть лишь путем ее достаточно узкой специализации относительно решаемых в АСУ ГЭС задач, что, естественно, вызовет уменьшение числа ее элементов, а следовательно, и стоимости.

В свою очередь многочисленные задачи групп «Управление» и частично «Обмен» на уровнях АСУ ТП и АСУП требуют большего универсализма ЭВМ, который окупается экономически снижением требований к ее надежности.

Среди наиболее употребимых для АСУ ГЭС ЭВМ этого класса следует отметить различные модели серии малых ЭВМ (СМ), разрабатываемой странами СЭВ. В первую очередь это машины СМ-2 и СМ-3, а также их «прародители» —малые машины серии АСВТ М-6000 и М-7000, установленные на ряде ГЭС на стадии экспериментального внедрения АСУ ГЭС. Предполагается возможность использования и других машин серии СМ,

а также разрабатываемых в настоящее время комплексов из мини- и микро-ЭВМ.

Эффективность использования ЭВМ серии СМ в АСУ ГЭС как в одно-, так и многопроцессорном варианте определяется широтой возможностей этих ЭВМ, унификацией их периферийного оборудования, достаточно высокой надежностью и сравнительно низкой стоимостью.

ЭВМ, используемые для АСУ ГЭС, должны состоять из центрального процессора, оперативной памяти объемом примерно 64 килобайта[1], периферийных запоминающих устройств (магнитные диски, магнитные ленты), устройств ввода-вывода данных. Причем интерфейс ЭВМ — система коммутации внешних устройств, включая УСО — должен быть стандартным относительно используемой периферийной аппаратуры.

Для оперативного отображения информации особенно удобны многофункциональные устройства ввода-вывода типа видеотерминалов, например дисплей — устройство отображения информации на электронно-лучевой трубке, оснащенное клавиатурой для ввода данных. Кроме того, интерфейс ЭВМ должен позволять свободное подключение аппаратуры передачи данных для обмена с верхними уровнями управления (в самом простом случае — телетайп).

Несмотря на удобство универсальных устройств отображения информации, таких как дисплей, в условиях реальной эксплуатации АСУ они обладают и целым рядом недостатков. Так, дежурному инженеру станции требуется информация, которая должна отображаться непрерывно, например, частота. При использовании малого числа дисплеев на его экране должна постоянно изменяться «картинка». А частая смена («мигание») картинки весьма отрицательно влияет на психологические характеристики человека. Для устранения этого момента крайне желательно увеличить число экранов, но это, во-первых, дорого, а во-вторых, не уменьшает психологического воздействия на человека, так как он должен концентрировать внимание на многочисленных однотипных приборах, отображающих различную информацию. Кроме того, вводить информацию с терминала можно лишь специальными фразами, имеющими вполне определен-

---

[1] 1 килобайт = 1000 байт; 1 байт = 8 бит; 1 бит — один двоичный разряд.

ный синтаксис. Наконец, для достаточно быстрого ввода информации нужно, чтобы оператор системы мог еще и профессионально работать на пишущей машинке. Таким образом, ввод сложных многосимвольных предложений не облегчает, а лишь затрудняет работу человека.

Учитывая высказанные противоречия, *нужно найти разумный компромисс между стандартными (видеотерминалы) и нестандартными (табло, пульты с командной клавиатурой) устройствами отображения и ввода информации.* Причем для непрерывно поступающей информации, для стандартных команд быстрого изменения программы управления удобно применять специализированные (нестандартные) устройства ввода-вывода. Для справочной (неоперативной) системы отображения и вариантного расчета плановых действий персонала удобно и весьма эффективно использовать многофункциональную стандартную аппаратуру.

Естественно, что конкретные решения этого вопроса следует искать с учетом систем информационного и математического обеспечения АСУ, ориентированных на конкретный объект внедрения.

16.4. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Задачи информационной системы АСУ ГЭС в целом совпадают с общими задачами информационного обеспечения АСУ. Это задачи сбора, хранения, накопления, обработки и передачи информации. Однако такая классификация определяет уровень описания информационной системы с точки зрения обработки данных в автоматизированной системе управления, не ориентированной на конкретный объект управления. На уровне определения требуемой задачами математического обеспечения АСУ ГЭС и АСДУ верхних уровней управления (РЭС, ОЭС и т. д.) информации классификация будет несколько отличной, т. е. на этом уровне определяются состав информации, циркулирующей в АСУ ГЭС и передаваемой на верхние уровни, требования к ее точности, полноте и своевременности. Несомненно, два отмеченных уровня описания тесно связаны между собой на стадии конкретной реализации.

Рассмотрим схему информационного обеспечения на уровне ступеней обработки информации. Принципиальная схема такой системы представлена на рис. 16.3. Следует отметить, что информация, поступающая от си-

стемы сбора данных, требует контроля на достоверность. Откуда могут появиться ошибки в этой информации, которую мы будем называть первичной? В первую очередь источником ошибок является аппаратура сбора данных. Рассмотрим лишь два вида отказов аппа-

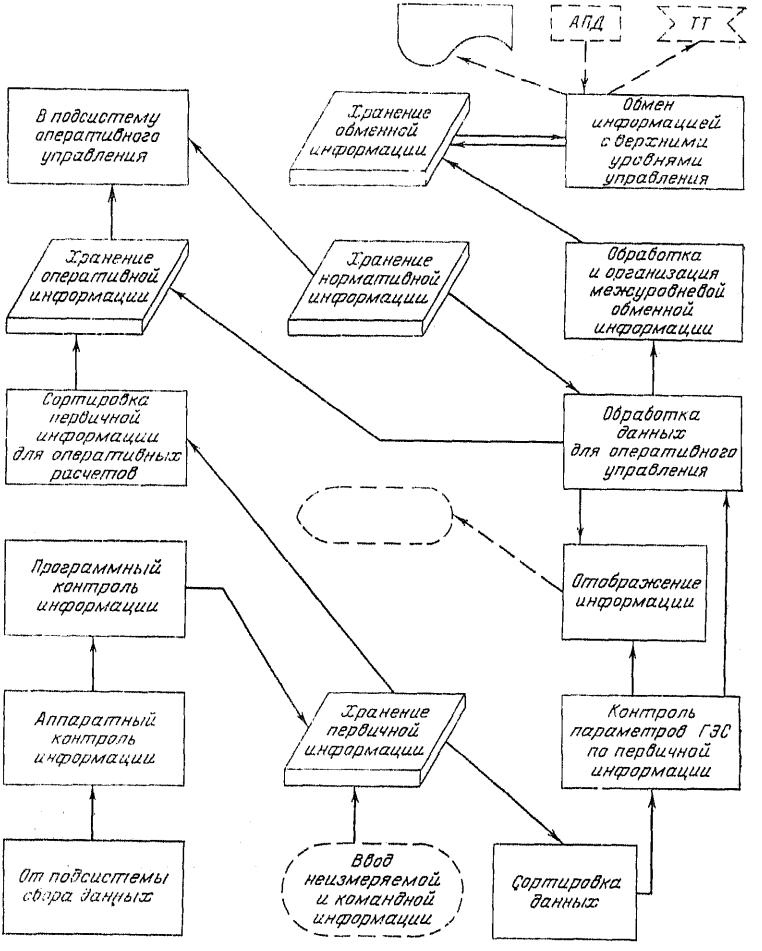


Рис 16.3. Функциональная схема информационного обеспечения АСУ ТП ГЭС.

АПД — аппаратура передачи данных.

ратуры: постоянный и случайный. Постоянный отказ связан с неисправностью соответствующего датчика или тракта передачи информации от него до ЭВМ. Будем считать, что неисправности аппаратуры тракта передачи информации контролируются и диагностируются средствами специализированной операционной системы ЭВМ. Тогда информационная система АСУ должна контролировать только данные о работоспособности датчиков. Сигнал о работоспособности датчика формируется аппаратными средствами или программно, например, путем проверки включения сигнала в интервал существования данного параметра. Если определена неработоспособность датчика, то информация, поступающая от него, не запоминается, а оператору АСУ выдается соответствующее текстовое сообщение. Для того чтобы не потерять информацию об изменении параметра, измеряемого неисправным датчиком, необходимо либо резервировать датчик, либо иметь возможность вычислить значение утерянного параметра через другие параметры, связанные с искомым функционально. В последнем случае требуется специальное функциональное резервирование параметра на стадии проектирования системы.

Если произошел случайный сбой в измерении параметра, действия системы контроля достоверности информации остаются теми же, что и при устойчивой неисправности, с той разницей, что оператору не выдается сообщения об ошибке. Нетрудно видеть, что очень важно распознать тип ошибки: случайная она или постоянная. Это достигается минимум троекратным сравнением данных друг с другом и с эталонными значениями, после чего ситуация может быть должным образом классифицирована.

Следующий этап обработки информации — *организация хранения первичной информации*, включающая в себя различные виды ее сортировки. Специфическим видом сортировки данных в АСУ ГЭС является ее селекция по величине одного или нескольких параметров режима. Эта операция нужна для уменьшения объема хранимой информации за счет превращения *периодической информации в спорадическую*, т. е. хранение данных, характеризующих неизменяемый режим, например, в случае несения агрегатами нулевой нагрузки, но измеряемыми с циклом опроса датчиков в 5—10 с, нецелесообразно. Нужно запоминать только

те данные, которым соответствует какое-либо изменение режима. А так как построить систему сбора данных, реагирующую лишь на изменение параметров, технически достаточно сложно, то эта задача возлагается на ЭВМ и программные средства информационного обеспечения.

Далее осуществляется проверка достоверности характеристик оборудования ГЭС, которые с течением времени изменяются. Это относится и к таким изменчивым характеристикам ГЭС, как кривые связи уровней и расходов воды в нижнем бьефе с учетом ее неустановившегося движения вследствие изменения нагрузки станции. Естественно, что такие проверки могут быть осуществлены лишь сравнением первичных данных с соответствующими характеристиками, хранящимися в специальном архиве нормативной информации.

Обработанные таким образом данные, а также специальным образом преобразованная первичная информация поступают на временное хранение в область памяти ЭВМ, с которой работает система оперативного управления режимом агрегатов ГЭС. При этом все отклонения информации от нормальной или эталонной доводятся до сведения оператора через систему отображения информации. Оператор или дежурный инженер станции может вмешиваться в процесс принятия решения АСУ в условиях отклонения от нормы с использованием командной клавиатуры видеотерминалов.

Последним этапом обработки данных на описываемом уровне является формирование потока обменной межуровневой информации и подготовка отчетных документов. Для проведения расчета неизмеряемых отчетных показателей режима используется как обработанная первичная, так и дополнительно введенная с соответствующих устройств ЭВМ информация. Сформированный поток обменной информации распечатывается для визуального контроля персоналом станции и передается на верхние уровни по телетайпу, телефону или с помощью специальной аппаратуры передачи данных.

Следующий уровень описания информационного обеспечения АСУ ГЭС определяет перечень собираемых, обрабатываемых и передаваемых параметров. Здесь следует помнить, что полнота и точность собираемой инфор-

мации определяются требованиями задач специального математического обеспечения АСУ ГЭС и АСДУ верхних уровней.

Исходя из этого рассмотрим поток выходной (обменной) информации АСУ ГЭС в процессе анализа задач АСДУ энергосистемы. В настоящем же параграфе остановимся лишь на данных, собираемых для оперативного управления ГЭС и контроля состояния оборудования. В этом потоке данных будут учтены и параметры, передаваемые на верхние уровни.

Таблица 16.1

Перечень оперативной информации в АСУ ТП ГЭС

Места измерений	Измеряемые параметры
Водохранилище (верхний бьеф ГЭС)	Уровни, скорости воды
	Толщина льда, температура воды
	Направление господствующего ветра, его скорость
Гидротехнические сооружения	Пьезометрические уровни
	Фильтрационные расходы, давления
	Расходы и скорости сбросных потоков воды
	Состояние и положение затворов водосбросов
	Напряжения (механические)
	Деформации и осадки сооружений
Машинный зал ГЭС	Состояние оборудования по готовности к несению нагрузки
	Температура в характерных точках оборудования
	Электрические параметры оборудования
	Расходы воды, открытие направляющих аппаратов, углы разворота лопастей рабочих колес
	Выходные значения мощностей, выработки и частоты
	Вибрация, механические напряжения, параметры контроля кавитации
	Состояние автоматики и релейной защиты
	Рабочие параметры срабатывания защит и средств автоматики
	Давление в ресиверах и характерных точках вспомогательных магистралей
	Расход энергии на собственные нужды и т. д.
Повышающая подстанция	Основные электрические параметры
	Состояние оборудования, схема соединений
	Температура в характерных точках оборудования
	Состояние автоматики и релейной защиты
	Рабочие параметры срабатывания защит и средств автоматики
Нижний бьеф ГЭС	Уровни, скорости воды
	Толщина льда, длина полыньи
Внешняя информация	Графики нагрузки и напряжений
	Гидрологические прогнозы и метеообстановка
	Системы ограничения и директивы

При определении списочного состава информации в АСУ ТП ГЭС важно связать данные различного типа с их источниками, т. е. с теми элементами ГЭС, где эти параметры измеряются (табл. 16.1).

Измеряемые параметры не классифицированы по признакам, кроме источников их получения. Приведена одновременно аналоговая и дискретная, часто и редко изменяющаяся, известительная и распорядительная информация. Проделать такую классификацию с учетом особенностей работы и показателей соответствующих аппаратов и агрегатов можно самостоятельно. Заметим только, что наименее часто измеряются характеристики гидротехнических сооружений; дискретная информация может характеризовать лишь устойчивые состояния оборудования типа «включено-выключено». Разделение информации на известительную и распорядительную возможно осуществить в условиях конкретной разработки. Иначе оно будет иметь гипотетический характер. Следует помнить и то, что состав оперативной информации, получаемой на ГЭС, определяется в первую очередь задачами оперативного управления станций, которые включены в специальное математическое обеспечение АСУ ТП.

16.5. СПЕЦИАЛЬНОЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Основные задачи. К наиболее значимым в смысле оптимального управления ГЭС задачам следует отнести оперативное планирование и управление активными и реактивными мощностями агрегатов (ТУ-1, ТУ-2, ТУ-7, ТУ-8) и связанные с ними задачи выбора состава (ТУ-1), контроля отклонений характеристик агрегатов от действующих (ТК-5), анализа состояния и коррекции характеристик агрегатов и бьефов (ТА-2, ТА-4, ТА-5).

Задачи контроля и анализа (ТК-5, ТА-2, ТА-4, ТА-5) наиболее тесно связаны с потоком текущей информации о режимах. На первый взгляд эти задачи просты и не очень существенны, однако точность и адекватность расчетных характеристик имеет первостепенное значение для правильного управления станцией. Роль этих задач определяется нестабильностью, изменчивостью характеристик агрегатов и бьефов. В свою очередь изменчивость характеристик вызывается износом оборудования, переформированием русла реки в верхнем и нижнем бьефах (размывы, оползни и т. д.). Поэтому целью за-

дач контроля и анализа является регистрация выхода реальных характеристик за допустимые пределы отклонения от расчетных и определение дальнейших действий персонала станции. Таким действием может быть либо коррекция расчетных характеристик, либо проведение ремонтных мероприятий, возвращающих объект контроля в первоначальное состояние с оптимальными характеристиками. Двойственность действий связана с тем, что часть объектов контроля не поддается восстановлению в исходном виде.

Например, не всегда целесообразно бороться с размывами русла в нижнем бьефе, не влияющими на устойчивость сооружений. Достаточно адаптировать характеристики бьефа к новым условиям.

Иначе следует подходить к задаче контроля состояния и диагностики оборудования ГЭС, решение которой предусматривает два варианта действий в зависимости от ситуации. Если отклонение контролируемых параметров превосходит допустимые пределы, но не ведет к общему снижению работоспособности агрегата, а лишь изменяет его экономические или надежностные характеристики, следует средствами диагностического контроля произвести коррекцию соответствующих характеристик, адаптировать их к новым эксплуатационным условиям. Так, например, адаптивную коррекцию энергетических характеристик агрегата следует проводить путем натурных испытаний, которые достаточно полно могут быть реализованы располагаемыми средствами АСУ. При этом повышаются уровень автоматизации эксплуатации ГЭС и эффективность использования средств АСУ. Если выход контролируемых параметров за допустимые пределы настолько велик, что это говорит об аварийном или, точнее, предаварийном состоянии оборудования, на что указывают средства диагностического контроля, необходимо провести ремонт агрегата или его отдельных узлов.

На основании сказанного можно определить функциональную структуру рассматриваемых задач. При этом необходимо учитывать невозможность принятия окончательного решения без участия человека. Это означает, что задачи контроля и анализа должны быть тесно связаны с задачами отображения информации дежурному персоналу станции. Вместе с тем они должны быть снабжены широкими возможностями диагностики состояния

контролируемого объекта, что значительно облегчает человеку процесс принятия решения.

Задачи контроля и анализа решаются в рамках АСУ ГЭС периодически, например ежесуточно при формировании потока отчетной информации о режимах ГЭС, однако действия как первого, так и второго уровня осуществляются не чаще, чем раз в месяц, или реже. Поэтому рассмотренные задачи хотя и являются весьма важными, но не могут рассматриваться как оперативные. *Оперативными следует называть задачи, определяющие стратегию управления станцией в интервалах времени, не превышающих суток.* Такими задачами являются управления агрегатами ГЭС в режимах оперативного планирования и оперативной коррекции.

Оперативное управление агрегатами. Целевой установкой подсистемы оперативного управления агрегатами является выбор стратегии управления, позволяющей оптимальным образом распределять нагрузку между агрегатами ГЭС с учетом их индивидуальных особенностей. В качестве критерия оптимальности выбираемой стратегии может рассматриваться максимум экономии гидроресурса. Дополнительными условиями решения являются индивидуальные показатели надежности агрегатов, вводимые в алгоритм решения в виде функций ограничения.

Общая цель подсистемы разделяется на подцели: выбор оптимального состава агрегатов, распределение между ними активной и реактивной нагрузки в соответствии с заданным критерием оптимальности; коррекция оптимального плана распределения нагрузки при возникновении неплановых ситуаций в энергосистеме или на ГЭС. При этом следует учитывать такие возможные режимы работы подсистемы, как оптимальное планирование на базе прогнозной информации о режимах энергосистемы; оптимальная коррекция режима по данным об изменении ситуации в системе, получаемым заблаговременно; быстрая коррекция режима по безусловным приказам верхнего уровня; директивное управление по программе, заданной верхним уровнем. В связи с этим подсистема состоит не из одной задачи оптимального внутристанционного распределения нагрузки, как было показано в гл. 6, а из группы связанных по информации задач, имеющих собственные цели. Определение необходимости включения той или иной задачи в работу осу-

ществляется координатором — управляющей программой подсистемы. В некоторых случаях функции координатора распределяются между управляющей программой и оператором АСУ. Это связано с трудностями алгоритмизации некоторых этапов принятия решения в конкретных условиях.

Рассмотрим принцип работы координатора на примере решения задачи управления активными мощностями

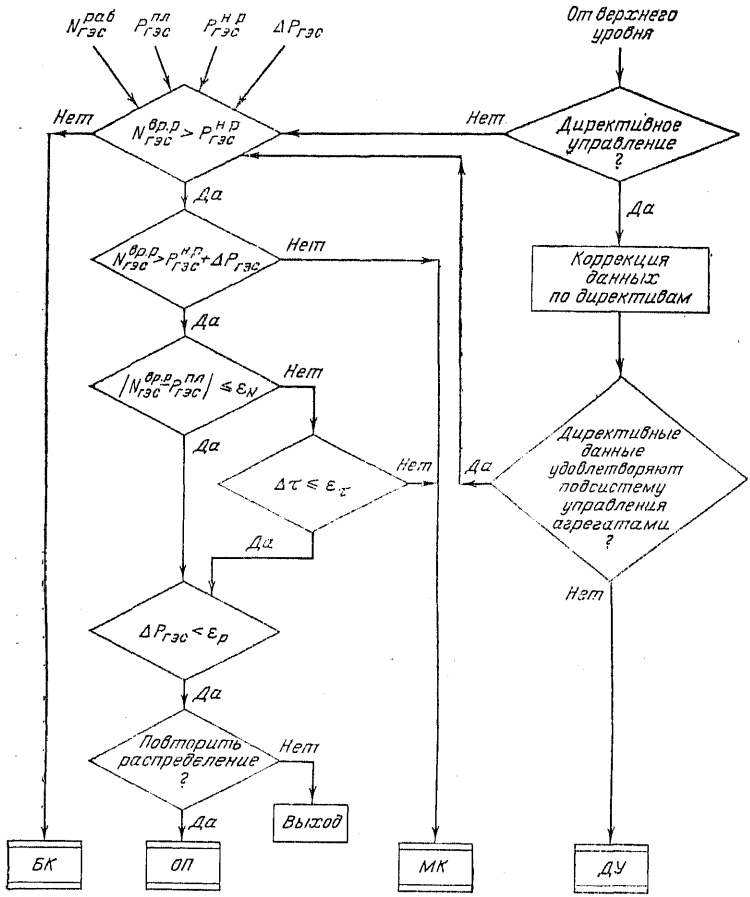


Рис. 16.4. Схема координации задач подсистемы типа РУСА — рационального управления составом агрегатов.

агрегатов (рис. 16.4). Для этого конкретизируем состав и принятую структуру решаемой задачи. Задача включает:

1) алгоритм составления оперативного плана (ОП) на заданный период;

2) алгоритм «медленной» коррекции режима на основании текущей информации (МК);

3) алгоритм «быстрой» коррекции стратегии управления по безусловным приказам (БК);

4) алгоритм директивного управления (ДУ).

Процесс координации указанных четырех подзадач сводится к оценке состояния и ситуации функционирования объекта и включению в работу одной или двух из них в зависимости от располагаемых ресурсов ЭВМ. Осуществляется этот процесс следующим образом.

Для удобства рассмотрения запишем нагрузку ГЭС в виде суммы

$$P_{\text{гэс}} = P_{\text{гэс}}^{\text{пл}} + P_{\text{гэс}}^{\text{н.р}} + \Delta P_{\text{гэс}}, \qquad (16.2)$$

где $P_{\text{гэс}}$ — суммарная нагрузка станции; $P_{\text{гэс}}^{\text{пл}}$ — плановая регулярная нагрузка; $P_{\text{гэс}}^{\text{н.р}}$ — нагрузочный резерв; $\Delta P_{\text{гэс}}$ — неплановая регулярная нагрузка.

На стадии оперативного планирования считаем, что $\Delta P_{\text{гэс}} = 0$. Теперь полагаем план полученным и приступим к управлению на его основе. До тех пор, пока $P_{\text{гэс}} = P_{\text{гэс}}^{\text{пл}} + P_{\text{гэс}}^{\text{н.р}}$, никаких новых действий от подсистемы не требуется. При этом в плане учтен вращающийся резерв $N_{\text{гэс}}^{\text{вр.р}}$, который по условиям надежности должен быть больше, чем нагрузочный резерв $N_{\text{гэс}}^{\text{вр.в}} \geqslant P_{\text{гэс}}^{\text{н.р}}$. Вращающийся резерв определяется с помощью системы сбора текущей информации:

$$N_{\text{гэс}}^{\text{вр.р}} = N_{\text{гэс}}^{\text{расп}} - N_{\text{гэс}}^{\text{раб}}, \qquad (16.3)$$

где $N_{\text{гэс}}^{\text{расп}}$ и $N_{\text{гэс}}^{\text{раб}}$ — соответственно располагаемая мощность ГЭС и рабочая мощность агрегатов.

При изменении ситуации в системе, например, если $\Delta P_{\text{гэс}} \neq 0$ и $N_{\text{гэс}}^{\text{вр.р}} < (P_{\text{гэс}}^{\text{н.р}} + \Delta P_{\text{гэс}})$, в работу включается алгоритм *МК*. Так как любое изменение нагрузки может вызвать изменение $N_{\text{гэс}}^{\text{вр.р}}$, то во всех случаях проверяет-

ся, не слишком ли велик вращающийся резерв, так как его чрезмерное значение снижает к. п. д. ГЭС. Для этого вводится параметр „нечувствительности“ ε_N. Если $N_{\text{гэс}}^{\text{вр.р}} > (P_{\text{гэс}}^{\text{пл}} + \varepsilon_N)$, то необходимо проверить, как долго наблюдалось это явление. Если время превышения допустимого ($\Delta\tau > \varepsilon_\tau$), то требуется коррекция режима. Если $\Delta\tau < \varepsilon_\tau$, то следует проверить, соблюдается ли условие оптимального планирования, т. е. $\Delta P_{\text{гэс}}=0$ или нет. При оперативном управлении последнее условие несколько смягчается и приобретает вид $\Delta P_{\text{гэс}} \leqslant \varepsilon_P$ — некоторого допустимого превышения плановой нагрузки. В этом случае должен быть проведен полный пересчет планового режима.

Последней ситуацией является передача верхним уровнем управления директивных параметров управления, которые не могут быть удовлетворены с помощью рассматриваемой подсистемы. Тогда она переводится в режим управления по директивной программе, т. е. состав и нагрузки агрегатов задаются в потоке директивной информации. Такой режим встречается достаточно редко, но должен быть предусмотрен на случай форсированных режимов энергосистемы.

Рассмотрев примерную схему координации подзадач подсистемы управления составом агрегатов, более подробно остановимся на задаче оптимального планирования состава агрегатов и распределения активной мощности. [см. гл. 6]. Для решения будем использовать наиболее часто употребимый метод динамического программирования, применение которого вполне допустимо, так как решение рассматриваемой задачи представляет собой многошаговый процесс. В общем виде оптимизационная модель динамического программирования представляется двумя элементами: для так называемых прямого и обратного хода. Алгоритм прямого хода предназначен для определения оптимальных точек включения агрегатов и построения оптимальной эквивалентной расходной характеристики ГЭС при постоянном напоре. Алгоритм обратного хода осуществляет выбор нагрузок агрегатов по построенной эквивалентной характеристике для каждой ступени данного графика нагрузки ГЭС.

Математическая постановка задачи имеет следующий вид. Заданы располагаемое множество агрегатов $z \in Z$,

где Z — множество агрегатов, установленных на ГЭС; расходные характеристики агрегатов $Q_i = Q(N_i, H_i)$, при $i \in z$; множество мощностей ГЭС, характеризующих график нагрузки станции:

$$N_{\text{гэс}j} \in [N_{\text{гэс}}^{\text{мин}}, N_{\text{гэс}}^{\text{макс}}],$$

где j — номер временного интервала. Для каждого $N_{\text{гэс}j}$ требуется найти число, состав и активные мощности агрегатов при соблюдении условия

$$Q_{\text{гэс}j} = \sum_{i=1}^{z} Q_{\text{a}i}(N_{\text{a}i}) \to \min \tag{16.4}$$

и дополнительных условий:

по балансу мощностей на ГЭС

$$N_{\text{гэс}j} = \sum_{i=1}^{z} N_{\text{a}i}, \tag{16.5}$$

по допустимым пределам изменения мощности агрегата

$$N_{\text{a}i}^{\text{мин}} \leqslant N_{\text{a}i} \leqslant N_{\text{a}i}^{\text{макс}}, \tag{16.6}$$

по допустимым пределам изменения мощности станции

$$N_{\text{гэс}j}^{\text{мин}} \leqslant N_{\text{гэс}j} \leqslant N_{\text{гэс}j}^{\text{макс}}. \tag{16.7}$$

Требуется на первом этапе построить оптимальную эквивалентную характеристику

$$Q_{\text{гэс}j} = Q[N_{\text{гэс}j}(N_{\text{a}i}, z^{\text{опт}}, \text{A}^{\text{опт}}), H_i], \tag{16.8}$$

где $z^{\text{опт}}$ — оптимальное число работающих агрегатов; $\text{A}^{\text{опт}}$ — вектор оптимального состава агрегатов при $z^{\text{опт}}$.

На втором этапе при обратном ходе по известным $N_{\text{гэс}j}$ и построенной эквивалентной характеристике ГЭС определяется состав агрегатов и их активная мощность.

Нетрудно видеть, что рассматриваемый процесс действительно является многошаговым и доступен методу динамического программирования. Основным функциональным уравнением динамического программирования является рекуррентное соотношение вида

$$Q_i^{\text{экв}}(N_i^{\text{экв}}) = \min\{Q_{\text{a}i}(N_{\text{a}i}) + Q_{i-1}^{\text{экв}}(N_{i-1}^{\text{экв}})\}, \tag{16.9}$$

где $Q_i^{\text{экв}}$ — расход ГЭС по эквивалентной характеристике на i-м шаге для мощности $N_i^{\text{экв}}$; $Q_{(i-1)}^{\text{экв}}$ — такой же расход на $(i-1)$-м шаге[1] оптимизации; Q_{ai} и N_{ai} — соответственно расход и мощность следующего подключаемого агрегата. Из (16.5) получим $N_{(i-1)}^{\text{экв}} = N_{\text{гэс}j} - N_{ai}$, что позволяет привести соотношение (16.9) к однопараметрическому виду:

$$Q_i^{\text{экв}}(N_i^{\text{экв}}) = \min \{Q_{ai}(N_{ai}) + Q_{(i-1)}^{\text{экв}}(N_{\text{гэс}j} - N_{ai})\}. \quad (16.10)$$

Следовательно, задача оптимизации функции i переменных сведена к i-шаговой задаче оптимизации функции одной переменной.

Пример решения задачи

Задано: 1) число располагаемых агрегатов $z=3$; 2) расходные характеристики агрегатов (табл. 16.2); 3) ограничение по мощности агрегатов $N_{ai} \in [N_{ai}^{\text{мин}}, N_{ai}^{\text{макс}}] = [0,20]$; 4) ограничение по мощности ГЭС $N_{\text{гэс}\,j} \in [N_{\text{гэс}}^{\text{мин}}, N_{\text{гэс}}^{\text{макс}}] = [0,60]$; 5) график нагрузки ГЭС $N_{\text{гэс}j} \in \{10, 40, 60, 50, 20\}$.

Таблица 16.2

Расходные характеристики агрегатов

N_a	0	5	10	15	20
Q_{a1}	10	20	25	40	60
Q_{a2}	15	20	25	30	50
Q_{a3}	5	10	20	40	80

Дополнительные условия: 1) агрегат № 1 по условиям работы подпятника всегда находится в работе; 2) число работающих агрегатов по гидравлическому режиму в нижнем бьефе не менее двух; 3) агрегат № 1 имеет повышенную вибрацию в диапазоне нагрузок $N_{ai} = [13, 17]$; 4) агрегаты могут находиться в состоянии «нагрузка», «холостой ход», «отключен», т. е. при $N_{ai}=0$

$$Q_{a\,i} = \begin{cases} 0 \text{ в режиме «отключен»;} \\ Q_{a\,i}^{\text{х.х}} \text{ в режиме «холостой ход»;} \end{cases}$$

5) порядок включения агрегатов известен и с учетом ограничения на работу агрегата № 1 задан $i \in \{1, 2, 3\}$.

[1] Шагом оптимизации здесь является эквивалентная характеристика для включенных агрегатов, причем i-й агрегат подключается к эквивалентному, состоящему из $(i-1)$ агрегатов.

Требуется: Найти оптимальное число работающих агрегатов и распределение активной мощности между ними.

Алгоритм решения: 1) принять эквивалентную характеристику ГЭС на первом шаге равной характеристике первого подключаемого агрегата $Q_1^{\text{экв}}(N_1^{\text{экв}}) = Q_{a1}(N_{a1})$;

2) построить эквивалентную характеристику пары агрегатов — эквивалентного и подключаемого по (16.10);

3) на основании полученной эквивалентной характеристики ГЭС произвести распределение нагрузки между включенными в работу агрегатами.

Решение: Зададим первую эквивалентную характеристику (табл. 16.3) по данным табл. 16.2.

Таблица 16.3

Эквивалентная характеристика ГЭС на первом шаге

$N_1^{\text{экв}}$	0	5	10	15	20
$Q_1^{\text{экв}}$	10	20	25	40	60

Отметим, что при $N_1^{\text{экв}} = 0$ $Q_1^{\text{экв}} \neq 0$ вследствие дополнительного условия 1.

Далее, принимая в качестве подключаемого агрегат № 2, строим эквивалентную характеристику двух работающих агрегатов, причем при $N_1^{\text{экв}} = 0$ подключаемый агрегат может не работать. Нетрудно видеть, что при $N_{a2}=0$ $(Q_{1k}^{\text{экв}} + Q_{a2}^{\text{х.х}}) > Q_{1k}^{\text{экв}}$ при всех значениях k —

Таблица 16.4

Расходы воды при различных сочетаниях нагрузок двух работающих агрегатов

$N_1^{\text{экв}}$	$Q_1^{\text{экв}}$	0	5	10	15	20	N_{a2}
		15	20	25	30	50	Q_{a2}
0	10	10	30	35	40	60	
5	20	20	40	45	50	70	
10	25	25	45	50	55	75	
15	40	40	60	65	70	90	
20	60	60	80	85	90	110	

номера элемента строки матрицы эквивалентной характеристики. На этом основании здесь и далее считается, что при $N^{экв}_{(i+1)} = 0$ в работе находится только i-й эквивалентный агрегат. Результаты сведем в табл. 16.4.

Таблица 16.5

Эквивалентная характеристика ГЭС на втором шаге поиска

$Q_2^{экв}$	10	20	25	40	50	55	70	90	110
$N_2^{экв}$	0	5	10	15	20	25	30	35	40
$N_1^{экв}$	0	5	10	0	5	10	15	20	20
N_{a2}	—	—	—	15	15	15	15	15	20

Применив к табл. 16.4 условие (16.10), получим эквивалентную характеристику двух работающих агрегатов (табл. 16.5) и соответствующее распределение нагрузки между ними. При равенстве значений расхода в различных сочетаниях распределения нагрузок выбор осуществляется произвольно.

Таблица 16.6

Расходы воды при различных сочетаниях нагрузок трех работающих агрегатов

$N_2^{экв}$	$Q_2^{экв}$	0	5	10	15	20	N_{a3}
		5	10	20	40	80	Q_{a3}
0	10	10	20	30	50	90	
5	20	20	30	40	60	100	
10	25	25	35	45	65	105	
15	40	40	50	60	80	120	
20	50	50	60	70	90	130	
25	55	55	65	75	95	135	
30	70	70	80	90	110	150	
35	90	90	100	110	130	170	
40	110	110	120	130	150	190	

Используя аналогичную процедуру, производим построение эквивалентной характеристики трех включенных в работу агрегатов. Результаты расчетов сведены в табл. 16.6 и 16.7.

Таблица 16.7

Эквивалентная характеристика ГЭС на третьем шаге поиска

$Q_3^{экв}$	10	20	25	35	45	55	65	75	90	110	130	150	190
$N_3^{экв}$	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
$N_2^{экв}$	0	5	10	10	10	25	25	25	30	30	35	40	40
$N_{аз}$	—	—	—	5	10	—	5	10	10	15	15	15	20

На этом можно считать процедуру построения эквивалентной оптимальной характеристики ГЭС законченной. Для удобства решения поставленной в целом задачи сведем полученные результаты в табл. 16.8.

Пунктирными стрелками в табл. 16.8 показан алгоритм распределения нагрузки между агрегатами для $N_{гэс}=45$. Аналогично производится распределение нагрузки между агрегатами для всех зна-

Таблица 16.8

Оптимальные нагрузки и расходы агрегатов для возможного диапазона нагрузок ГЭС

$N_{гэс}$	$N_{а1}$	$Q_1^{экв}$	$N_{а2}$	$Q_2^{экв}$	$N_{а3}$	$Q_3^{экв}$	$N_{а1}$	$N_{а2}$	$N_{а3}$
0	0	10	–	10	–	10	0	–	–
5	5	20	–	20	–	20	5	–	–
10	10	25	–	25	–	25	10	–	–
15	15	40	15	40	5	35	10	–	5
20	20	60	15	50	10	45	10	–	10
25			15	55	–	55	10	15	–
30			15	70	5	65	10	15	5
35			15	90	10	75	10	15	10
40			20	110	10	90	15	15	10
45					15	110	15	15	15
50					15	130	20	15	15
55					15	150	20	20	15
60					20	190	20	20	20

чений $N_{гэс}$. Из табл. 16.8 можно получить оптимальные значения нагрузок агрегатов для заданного графика. Однако при решении задачи не были учтены два дополнительных условия: обязательная работа двух агрегатов и нежелательность работы агрегата № 1 в зоне повышенной вибрации. Учтем эти условия, используя сводную таблицу результатов (табл. 16.8) и исходные характеристики агрегатов (табл. 16.2). Результаты сведем в табл. 16.9, в которой наглядно видны потери расхода воды при вынужденном отклонении внутристанционного режима ГЭС от оптимального в процессе отработки заданного графика нагрузки гидроэлектростанции.

Таблица 16.9

Сравнительная таблица результатов оптимального и условно-оптимального распределения нагрузки между агрегатами ГЭС

Нагрузка	Оптимальный режим				Условно-оптимальный режим				Потери
$N_{гэс\,j}$	$N_{а1}$	$N_{а2}$	$N_{а3}$	$Q_{гэс}$	$N_{а1}$	$N_{а2}$	$N_{а3}$	$Q_{гэс}$	ΔQ
10	10	—	—	25	5	—	5	30	5
40	15	15	10	90	10	15	15	95	5
60	20	20	20	190	20	20	20	190	0
50	20	15	15	130	20	15	15	130	0
20	10	—	10	45	10	—	10	45	0

Рассмотренный пример показывает, что применение метода динамического программирования к задаче оптимального распределения нагрузки и выбора числа работающих агрегатов на ГЭС позволяет учесть большинство технологических и режимных ограничений при оперативном управлении ГЭС. Однако недостаточность дополнительных условий в нашем случае приводит к многоэкстремальности, когда выбор локального экстремума производится произвольно.

При реальном управлении учитывается значительное число дополнительных условий, таких, как минимум включений и отключений, резких изменений нагрузки агрегатов и т. д., что позволяет сузить зону неопределенности принимаемых решений.

В заключение можно отметить несколько ограничений на использование метода динамического программирования в приведенной постановке к решению задачи распределения активной мощности между агрегатами ГЭС: а) расходные характеристики агрегатов должны быть строго выпуклы; б) использование расходных характеристик делает расчет достаточно грубым в силу их нечувствительности к индивидуальным особенностям агрегатов по сравнению с характеристиками к. п. д. или по-

терь; в) процесс решения достаточно длителен, и его целесообразно использовать для планирования и оценки качества управления, а не в цикле управления в темпе процесса и т. д. [§ 16.1].

В целом разработки специального математического обеспечения в части оптимального управления агрегатами весьма индивидуальны в силу специфики различных объектов управления. Однако основные базовые функции и задачи все же могут рассматриваться как достаточно общие. Так, одной из базовых разработок по управлению активными и реактивными мощностями агрегатов является подсистема рационального управления составом агрегатов (РУСА), элементы которой описаны выше. Эта подсистема совместно с базовым информационным обеспечением функционирует в АСУ Воткинской, Красноярской, Саяно-Шушенской и других ГЭС.

Глава семнадцатая

ЭЛЕМЕНТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

17.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Автоматизированная система диспетчерского управления энергосистемой (РЭС и ОЭС) представляет собой средний уровень организационной иерархии АСДУ как подсистемы ОАСУ «Энергия». В соответствии со своим положением в иерархии управления система имеет целью организацию принятия решения о стратегии и тактике управления электрическими станциями, входящими в состав РЭС и ОЭС, с позиций обеспечения надежности электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых объектов, расположенных на достаточно большой территории. В связи с этим при формировании целей АСДУ данного уровня следует учитывать такие важные факторы управления, как устойчивая работа энергосистемы в статическом и динамическом аспекте, обеспечение электростанций необходимым количеством энергоресурсов, поддержание работоспособности генерирующего оборудования, включая систему организации профилактических и капитальных ремонтов оборудования, регулирование потоков

мощности и энергии между энергосистемами, регулирование частоты и т. д.

Понятно, что задачи регулирования частоты и межсистемных перетоков решаются в рамках единой стратегии и при непосредственном координирующем участии центрального диспетчерского управления Единой энергетической системы СССР. При этом можно говорить о координации работы различных ОЭС путем задания им величин перетоков и уровней частоты, в то время как выбор средств обеспечения заданных уровней значений параметров является внутренним делом ОЭС. *В рамках этой относительной свободы в принятии решений на уровне РЭС и ОЭС осуществляется формирование собственных целей управления данной ступени иерархии и выбор соответствующих критериев качества функционирования.*

При выборе собственных целей управления уровней РЭС и ОЭС учитываются специфические местные условия, такие, как тип электростанций, доля участия станций различного вида в покрытии графика электрической нагрузки, вид использующихся энергоресурсов, структура генерирующих мощностей, их регулирующие способности, требования к качеству электроэнергии, определяющиеся составом потребителей, и многое другое. В то же время критерии качества, надежности и экономичности выработки электроэнергии являются достаточно общими для электроэнергетики в целом и имеют особенности, определяющиеся в основном отраслевой (а не территориальной) принадлежностью.

С точки зрения иерархии принятия решения формирование системы критериев управления энергосистемой опирается на систему укрупненных показателей, отражающих качество функционирования отдельных энергообъектов. Так, при управлении на уровне ОЭС объектами управления являются не отдельные агрегаты электростанций и блоки распределительных подстанций, а сами станции и подстанции, заданные своими эквивалентными характеристиками. Аналогично следует решать и задачи расчета электрических сетей, учитывая всю сеть на уровне РЭС и лишь сильные связи, объединяющие РЭС, а также линии электропередачи, связывающие объединенные энергосистемы на уровне ОЭС. В этом находит отражение принцип согласования уровня декомпозиции (расчленения на более мелкие состав-

ляющие) объекта управления и целей в общем случае координации их функционирования.

В плане построения иерархии принятия решения на уровне энергосистемы приняты временная и ситуативная иерархии, охватывающие широкий спектр плановых и оперативных задач управления в нормальных, аварийных, предаварийных и послеаварийных режимах.

При этом важной особенностью уровня энергосистемы является необходимость решения задач долгосрочного планирования, связанных с транспортировкой и рациональным использованием энергоресурсов.

Решение задач долгосрочного планирования требует соответствующего учета сезонной неравномерности электропотребления и при наличии в ОЭС гидроэлектростанций неравномерности стока рек. *Поэтому именно на уровне энергосистем подлежит решению задача сезонного, годового или многолетнего регулирования водохранилищ по отраслевым критериям.* Здесь следует не забывать о комплексности большинства гидроузлов, т. е. об их многоцелевом (межотраслевом) использовании.

Существенное значение имеет среднесрочное — квартальное, месячное и недельное планирование. Оно позволяет осуществлять коррекцию долгосрочных планов с учетом уточненной прогнозной информации. Кроме того, среднесрочные планы позволяют более точно учитывать состав генерирующего оборудования, т. е. учитывать отклонения от годового плана ремонта агрегатов электростанций и подстанций, линий электропередачи, а также конкретные условия эксплуатации: аварийное отключение отдельных элементов энергосистемы, график ввода новых мощностей и т. д.

Краткосрочное (суточное) планирование должно учитывать весь комплекс переходных режимов и процессов в энергосистеме, связанных с включением или отключением мощностей на различных электростанциях. При этом максимально строго нужно решать задачи потокораспределения энергии в электрических сетях для поддержания их в пределах нормальной эксплуатации. Эти задачи являются в настоящее время наиболее проработанными и вызывают наибольший интерес со стороны эксплуатационного персонала энергосистем, так как оказывают большую помощь в оперативном диспетчерском управлении.

Решение широкого круга задач управления таким сложным и важным объектом, как энергосистема, требует высокого уровня надежности и оперативности информации об объектах управления. Поэтому АСДУ РЭС и ОЭС имеют хорошо развитую сеть каналов связи с объектами, по которым передается восходящая (информация о состоянии и режиме работы объекта) и нисходящая (команды на включение или отключение, плановые графики нагрузки и т. д.) информация. Характер нисходящей (координирующей) информации существенно зависит от ситуации и уровня временной иерархии. Так, в цикле оперативного управления это чаще всего безусловные приказы на включение и отключение оборудования, изменение его состояния, например, сброс-наброс нагрузки.

В рамках краткосрочного планирования это преимущественно графики нагрузки отдельных электростанций или в случае директивного управления (см. § 16.5) — задание состава агрегатов и графики их активных и реактивных мощностей. Причем если информация для планирования подвергается последующей обработке и исполнению средствами станции, то безусловные приказы могут передаваться непосредственно на исполнительные органы агрегатов, как это делается при управлении распределительными подстанциями. Особенно важно иметь возможность директивного управления в аварийных и смежных с ними режимах.

Важным условием обеспечения качества планирования и управления режимами энергосистем является наличие достоверной и своевременно полученной информации о состоянии электростанции, в том числе готовности ее оборудования к несению нагрузки. С этой целью на уровень энергосистемы (РЭС, ОЭС и ЕЭС) ежесуточно передаются показатели, характеризующие располагаемые возможности электростанций. Сюда относятся отчетные показатели за прошедшие сутки, а также параметры состояния оборудования и запасов энергоресурсов на начало периода управления. Эта информация используется как для оперативного управления, так и для планирования режимов на следующие сутки.

В поток отчетной информации электростанций включаются и показатели экономичности проведенного режима, которые используются при анализе качества

управления энергосистемой и влияют на выбор вида критериев оценки стратегии управления ею.

В свою очередь АСДУ энергосистемы на базе полученной со станций информации формирует собственный поток отчетных данных, передаваемых как на верхние уровни диспетчерского управления, так и в другие подсистемы отраслевой автоматизированной системы управления. Важной особенностью отчетной, а более точно — обменной информации АСДУ энергосистемы является наличие в ней не только измеряемых показателей, характеризующих состояние объекта, но и ряда статистических оценок, которые без дополнительной обработки могут быть использованы на верхних уровнях АСДУ для коррекции критериев, по которым осуществляется координация или, в частном случае, управление работой энергосистем. В состав этих статистических оценок могут входить показатели аварийности оборудования, эквивалентные характеристики надежности и экономичности отдельных групп элементов энергосистем, оценки эффективности ведения режимов и оправдываемости прогнозов вероятностной и неопределенной информации.

Кроме того, обменная восходящая информация, используемая в цикле оперативного управления АСДУ верхних уровней, должна содержать целый ряд показателей, характеризующих текущее состояние оборудования, запасов энергоресурсов и резервов энергосистемы для осуществления в случае необходимости директивного управления с верхнего уровня.

Очевидно, что формирование и обработка мощных потоков обменной информации требуют специальных средств информационного обеспечения АСДУ. При этом одним из важнейших элементов машинной обработки таких больших объемов информации является автоматизация ее подготовки, передачи, приема, анализа ее достоверности (верификации) и отображения, включающего в общем виде и документирование информации, т. е. ее графическую регистрацию для представления в высшие инстанции иерархии управления отраслью.

Одним из элементов информационного обеспечения являются специализированные системы сбора и обработки информации о режимах и текущих параметрах энергообъектов, по-

ступающий с нижних уровней иерархии диспетчерского управления.

Весьма важным элементом информационной системы является единство способов и видов кодирования передаваемых энергообъектами данных, равно как и единая система кодов самих энергообъектов. *Такое единство достигается путем построения единого отраслевого классификатора, в котором находят отражения как вопросы кодирования объектов, так и вопросы кодирования информации.* Последнее означает, что для различных энергообъектов формируется избыточный перечень контролируемых параметров, каждому из которых присваивается вполне определенный код.

При этом классификатор должен предусматривать возможность увеличения числа контролируемых параметров, что достигается резервированием кодов, относящихся к отдельным группам показателей. Иными словами, предполагается, что со временем появится новая информация, сейчас отсутствующая по той или иной причине, включение которой в единую систему кодирования не должно изменить смысл и установленные коды показателей, используемых для характеристики состояния и режима объекта в настоящее время.

Естественно, что такое резервирование наиболее целесообразно для групп однотипной информации. Так, при заполнении группы кодов данных типа «Расход» после пяти — семи показателей, имеющих определенные формулировки, оставляется 3—4 кода для других, пока неизвестных показателей расходов и т. д.

На основе единой для всех уровней управления отрасли классификации можно построить универсальную систему информационного обеспечения, осуществляющую обработку получаемых на уровне энергосистемы сообщений, их хранение, сортировку, обсчет неизмеряемых показателей режима, а также отображение их в виде документов определенных образцов (форматов) или справочной (вызывной) информации на экранах видеотерминалов.

Кроме того, в состав системы входят программы, организующие долговременное хранение данных и их статистическую обработку. Последняя в описываемом случае представляет собой уже элемент специального математического обеспечения АСДУ.

Информационная база АСДУ включает специализированные и интегрированные базы данных. Так, упомянутая система сбора информации относится к разряду специализированных баз данных, которые составляются и используются на основании потребностей различных служб диспетчерского управления энергосистемы.

При этом следует, однако, понимать, что базы данных являются специализированными с точки зрения всей АСДУ данного уровня, в то время как для каждого из определенных уровней управления, например ТЭС, ГЭС, АЭС, они являются интегрированными.

Под интегрированными системами организации данных в настоящее время понимают единые общесистемные архивы, включающие в себя информацию из всех специализированных баз данных, построенную по единому принципу и имеющую общий доступ ко всем видам хранимой информации. Часто такие интегрированные системы называют банками данных. Они включают в себя общесистемные базы данных, словари, программную систему ведения баз данных, обеспечивающую поиск данных, их запись, чтение, сортировку и т. д., а также систему доступа к базам данных с использованием специальных языков запроса и ответов абоненту в диалоговом режиме. При этом в состав банка данных включаются транслятор с языка запроса и генератор форм ответа на запрос.

Следует заметить, что абонентами банка могут быть люди или программы специального математического обеспечения АСДУ. Различие в языке или способе доступа к данным, хранящимся в банке, зависит от специфики устройств и структуры информационных массивов в программах пользователя или человека-абонента системы.

Существенным моментом в разработке интегрированной системы организации данных является возможность последующего объединения в нее предварительно разработанных специализированных баз данных. Однако столь высокий уровень разработки требует организации специализированных баз данных по единому принципу. В противном случае потребуется разработка специальных программ доступа к различным базам данных, что значительно снизит эффективность интегрированной си-

стемы как на стадии разработки, так и на стадии эксплуатации.

Даже весьма ориентировочное описание задач математического и информационного обеспечения дает некоторое представление об объеме перерабатываемой информации, что позволяет произвести некоторые качественные оценки состава и производительности технических средств уровня АСДУ энергосистемы. Так, можно говорить о необходимости разветвленной сети абонентских пунктов для работы с математическим и информационным обеспечением АСДУ в диалоговом режиме. Однако широкое использование видеотерминальных устройств не исключает таких более традиционных средств, как пульты операторов с индикационными или регистрирующими устройствами, резервирующими соответствующие функции ЭВМ и ее информационного обеспечения на случай выхода вычислителя АСДУ из строя.

Исходя из объемов перерабатываемой информации можно сделать вывод и о самой ЭВМ или, точнее, вычислительной системе, представляющей собой многомашинный комплекс с резервированием одним процессором ЭВМ другого.

При таком построении технических средств АСДУ энергосистемы обеспечивается более высокая надежность их функционирования. Кроме того, различные ЭВМ могут в нормальном режиме выполнять различные функции. Так, для сбора и первичной обработки информации с учетом ее отображения могут использоваться ЭВМ малого и среднего класса с ограниченной памятью и производительностью. В то же время для решения оперативных и плановых задач должны использоваться более мощные ЭВМ.

В настоящее время на уровне энергосистем используются многомашинные комплексы, состоящие из нескольких малых машин типа М-6000—М-7000 и ЭВМ средней производительности М-4030. В качестве ЭВМ среднего класса могут использоваться и машины серии ЕС, такие как ЕС-1022, ЕС-1033, ЕС-1040 и др. Эти машины по объему памяти и операционным способностям позволяют реализовать достаточно эффективно различные структуры информационного обеспечения, включая банки данных. Одновременно они позволяют решать достаточно широкий круг задач технологического управления.

Однако при выборе ЭВМ следует особо оценивать их эффективность для решения задач данного уровня как с точки зрения надежности, так и с точки зрения экономичности АСДУ. Совершенно не требуются, например, мощные многомашинные комплексы в системах с малым объемом перерабатываемой информации или в системах, не имеющих достаточной свободы в принятии решения о ведении режима.

Подход к выбору технических средств АСДУ должен быть индивидуальным и одновременно учитывающим принцип единства построения АСДУ на соответствующих уровнях управления.

По мере повышения сложности принимаемых решений, а это, очевидно, зависит от уровня пространственной и ситуативной иерархии, АСДУ все более превращается в человеко-машинную (эргатическую) систему, где роль человека-диспетчера не убывает, а в некоторых случаях и возрастает.

17.2. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ КАСКАДАМИ ГЭС

Принятие решений о режимах работы ГЭС на уровне энергосистемы приобретает новые черты по сравнению с управлением на станционном уровне. В первую очередь это связано с тем, что уровень энергосистемы (от РЭС до ЕЭС) является минимальным уровнем, на котором решаются вопросы управления каскадами ГЭС. Это естественно, так как цели отдельно взятой ГЭС не могут включать в себя межстанционную связь. Это противоречило бы принципам, положенным в основу иерархии принятия решения — пространственной и ситуативной.

Действительно, с уровня одной станции «не видно», что должна делать другая станция, являющаяся точно таким же самостоятельным предприятием. Исключение здесь могут составлять лишь мини-каскады ГЭС, включающие в себя группу станций, расположенных не по всему, а лишь по части водотока.

Такими мини-каскадами могут быть комбинации крупных ГЭС годичного или многолетнего регулирования с гидростанциями суточного или недельного (в отдельных случаях — сезонного) регулирования, работающих в режиме контррегулирования, т. е. сглаживания возмущений, возникающих в результате работы верховых крупных ГЭС. В этом случае, естественно, управле-

ние такой парой ГЭС должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, с использованием общих методов управления на базе единой информации, так как режим контррегулирующей станции прямо зависит от режима головной ГЭС, т. е. обе станции нужно рассматривать как одну производственную единицу, имеющую столь специфическую схему.

Другой случай единого управления мини-каскадами ГЭС определяется нерентабельностью введения чисто станционного уровня управления. Совершенно естественно, что в такой ситуации мини-каскад представляет собой ассоциированную ГЭС при условии обеспечения оперативности управления ею.

Однако перечисленные случаи рассмотрения каскадов ГЭС на станционном уровне управления не исчерпывают основные задачи регулирования каскадов, к которым в первую очередь относятся задачи перераспределения стока рек по сезонам, и соответствующее распределение нагрузки между гидравлическими и тепловыми станциями энергосистемы.

Последняя группа задач во всяком случае не может решаться на уровне станции. Именно этим определяется различие целей и критериев управления каскадами ГЭС на уровне энергосистемы и уровне мини-каскадов. Уровень решения этих задач (РЭС, ОЭС или ЕЭС СССР) выбирается исходя из территориальной принадлежности всего каскада соответствующей энергосистеме. Так, если работа Иркутской и Братской ГЭС при отсутствии других станций Ангаро-Енисейского каскада могла координироваться на уровне РЭС, а работа современного Ангаро-Енисейского, Днепровского, Сулакского и других аналогичных каскадов может координироваться на уровне ОЭС, то режимы Волжско-Камского каскада, пролегающего на территории трех ОЭС, определяются только на уровне ЕЭС СССР.

На уровне энергосистемы решается комплексная задача распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС с учетом сезонной неравномерности стока рек и получения за счет ее перерегулирования водохранилищами максимального экономического эффекта. При постановке такой задачи подлежат учету отраслевые цели управления, которые на более высоком — межотраслевом уровне координируются с целями других отраслей народного хозяйства и охраны окружающей среды.

В свою очередь оптимальное управление каскадами ГЭС в составе энергосистемы позволяет также решать задачи охраны природы — минимизацию выброса вредных веществ и «теплового загрязнения» окружающей среды и др. *Однако цели управления ГЭС и ТЭС на уровне энергосистемы в первую очередь должны соответствовать отраслевой стратегии управления, к которой относится лишь ограниченный круг природоохранных задач.*

Под максимальным экономическим эффектом управления каскадами ГЭС в энергосистеме прежде всего понимается максимальная экономия энергоресурсов на тепловых и гидравлических станциях, а также задачи оптимального ведения электрических режимов. При этом влияние отдельных составляющих этой задачи на разных уровнях принятия решения будет различным. Так, в цикле оперативного управления, целью которого является надежное и качественное электроснабжение потребителей, более существенны задачи оптимизации электрических режимов в нормальной и аварийной ситуации.

При краткосрочном (суточном) планировании эти задачи также весьма важны, однако на этом уровне принятия решения уже можно решать задачу экономии энергоресурсов, которая на равных правах включается в систему критериев выбора оптимальной стратегии управления.

При среднесрочном (недельном, месячном) и долгосрочном планировании режимов энергосистем с каскадами ГЭС на первый план выступают задачи эффективного использования энергоресурсов за счет перераспределения ресурсов гидроэнергии в течение периода планирования. При этом в едином комплексе должны рассматриваться и такие задачи экономического планирования, как планирование текущих и капитальных ремонтов оборудования электростанций.

Естественно, что каждый из временных уровней управления имеет свою специфику, отражающуюся на степени детализации (декомпозиции) решаемых задач. Особенно существенно это положение при выборе технологических моделей энергообъектов с учетом их режимных особенностей. Так, при моделировании каскада ГЭС на уровне оперативного управления не учитывается эффект «добегания» воды между створами станций (гидравлическая связь), зато детально моделируются техно-

логические особенности ГЭС, отражающиеся в так называемых мгновенных характеристиках оборудования, позволяющих с учетом технологических возможностей агрегатов ГЭС определять связь между подведенным гидроресурсом и количеством выработанной электроэнергии.

Моделирование каскада ГЭС при краткосрочном планировании, хотя и весьма ограниченно, но все-таки учитывает гидравлическую связь ГЭС в каскаде, что связано с временем добегания воды между створами станций, составляющим иногда несколько часов. В то же время краткосрочное планирование должно учитывать условия оптимального регулирования электрических параметров энергосистемы, чем определяется внимание к точности технологических характеристик электростанций.

Поэтому на данном уровне принятия решения также используются технологические (мгновенные) характеристики ГЭС, построенные на основании характеристик оборудования с учетом условий распределения нагрузки между агрегатами. Здесь уже значительную роль играют оценки эффективности ведения внутристанционных режимов, о которых позволяет судить информация, поступающая с уровня электростанций.

В цикле среднесрочного планирования поставленная задача впервые решается с учетом известной неопределенности прогнозируемой информации, такой как график нагрузки энергосистемы, состояние генерирующего оборудования и запасы гидроресурсов. В то же время учитываются добегания воды и технологические характеристики ГЭС. На этом уровне планирования следует учитывать и некоторую неопределенность управления, связанную с неопределенностью состояния оборудования энергосистемы. Поэтому характеристики ГЭС должны учитывать тенденции, сохраняющиеся в течение ряда мало удаленных предыдущих временных периодов, т. е. внутриинтервальный режим ГЭС.

Особенно сильно влияние режима работы ГЭС будет сказываться на результатах планирования режима на месяц в случае использования расчетного интервала времени, составляющего одни сутки или более. Эффективность использования только мгновенных характеристик ГЭС является объектом отдельного дополнительного исследования.

Особенно существенно вероятностный характер информации сказывается на результатах долгосрочного планирования. В первую очередь это касается прогнозируемой гидрологической информации. Точность гидрологических прогнозов, как известно, весьма невелика, особенно в части годового стока рек (см. § 2.5). Поэтому при долгосрочном планировании режимов либо используются среднемноголетние гидрографы, либо проводятся вариантные расчеты на заданные наиболее вероятные гидрографы, либо плановые показатели режима ГЭС представляются в виде вероятностных оценок, поставленных в соответствие аналогичным оценкам при прогнозировании гидрографов.

Ввиду отсутствия в настоящее время надежных методов прогнозирования стока рек и других геофизических факторов, а также малой разработанности моделей стохастического управления каскадами ГЭС применение различных моделей долгосрочного планирования режимов каскадов ГЭС практически равновероятно.

Наиболее распространены в настоящее время первые два вида планирования, что связано с более понятной диспетчерскому персоналу формой представления их результатов.

Аналогичные проблемы встают при прогнозировании ожидаемых графиков нагрузки (выработки), хотя эти зависимости и более легко реализуются в силу того, что их источником является не только природа, но и планомерная человеческая деятельность.

Ощутимое влияние на результаты долгосрочного планирования оказывает и неопределенность управления, т. е. учет в планах труднопредсказуемых ситуаций, отказа по той или иной причине от оптимальной стратегии ведения оперативных режимов. Это может быть связано с возникновением различного рода экстремальных ситуаций (по большей части аварийных), когда оперативное управление ведется в соответствии со своими целями в разрез с критериями экономичности режима.

Включение таких отклонений от оптимальной стратегии управления в плановые показатели режима для ГЭС весьма существенно, так как любое снижение выработки на ГЭС вызывает перерасход топлива на ТЭС по отношению к плану.

В рамках решения единой задачи долгосрочного планирования режимов ГЭС этого можно достигнуть путем

использования среднеинтервальных (режимных) характеристик ГЭС и ТЭС, а также совместным решением задач распределения нагрузки (выработки или среднеинтервальной мощности) между гидравлическими и тепловыми станциями и планирования ремонтов их оборудования.

При этом среднеинтервальные характеристики электростанций должны строиться с учетом статистических оценок внутриинтервальной неравномерности режима энерговыработки, которые могут быть сделаны на базе периодической информации, поступающей с нижележащих уровней управления (см. § 13.4).

Вместе с разрешением перечисленных проблем при долгосрочном планировании учитывается в обязательном порядке гидравлическая связь гидроэлектростанций в каскаде.

Кроме перечисленных на уровне энергосистемы производится решение целого ряда задач обработки отчетной информации о режимах ГЭС за прошедшие сутки, на основании которых составляются справки о запасах гидроресурсов и уровнях водохранилищ, ожидаемой выработке и использовании воды и т. д.

Учитывая сказанное выше, математическое обеспечение АСДУ уровня энергосистемы должно включать в себя программные комплексы, реализующие все ступени иерархии принятия решения. Весьма важно, чтобы при решении этих задач в рамках специального математического обеспечения АСДУ прослеживался единый методический подход, отражающийся как в постановках, так и в методах решения отдельных задач.

Это может быть достигнуто путем использования программ всех уровней набора технологических моделей ГЭС различной степени детализации, реализованных в виде программных модулей. *В этом случае осуществляется преемственность методов планирования и управления на каждой стадии принятия решения, что составляет один из важнейших принципов построения математического обеспечения АСУ — принцип функциональной и методической избыточности.*

Не менее важно использование всеми программными комплексами различных уровней информации, полученной по возможности из одного источника. Это касается данных о режимах работы и состоянии оборудования электростанций, которые получаются на уровне энерго-

системы по линиям обратной связи с энергообъектами, замыкающими контур управления.

В настоящее время используются в реальном управлении программные комплексы долгосрочного планирования режимов работы каскада ГЭС, комплексы краткосрочного планирования режимов работы энергосистем с каскадами ГЭС. В эксплуатации ЦДУ ЕЭС СССР и ряда ОДУ находится система сбора и обработки информации о режимах гидроэлектростанций ЕЭС СССР.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЭС В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ СИСТЕМАХ

Глава восемнадцатая

ВВЕДЕНИЕ В ПРОЕКТИРОВАНИЕ

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Многолетний опыт проектирования гидроэлектростанций в СССР и за рубежом 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 различным схемам (плотинным или деривационным) при разнообразном составе и взаимном расположении сооружений. В зависимости от избранной компоновки сооружений и их размеров гидроэлектростанция может иметь различные энергетические характеристики. Типы и размеры сооружений в каждой из возможных схем также могут быть различными, причем каждое отдельное сооружение должно быть запроектировано достаточно надежным в эксплуатационном отношении.

Проектирование делится на два этапа: предпроектное и проектное.

Предпроектный этап включает две основные стадии: схема комплексного использования и охраны водных ресурсов и технико-экономическое обоснование (ТЭО) нового строительства, расширения или реконст-

рукции действующих объектов гидротехнического назначения.

Двухстадийность предпроектного этапа является отличительной особенностью проектирования гидроэлектростанций. При проектировании других энергетических объектов предпроектный этап, как правило, состоит из одной стадии. Для конденсационных и атомных электростанций этой стадией является ТЭО, а для теплоэлектроцентралей — схема теплоснабжения района.

Проектный этап как для гидроэнергетических, так и для других энергетических объектов также включает две основные стадии: технический проект и рабочие чертежи, в том числе Основные положения использования водных ресурсов водохранилищ.

Для технически несложных гидротехнических комплексов проектный этап состоит из одной стадии — технорабочего проекта.

Следует учитывать, что определяемые соответствующими решениями стадии проектирования и требования к содержанию каждой стадии могут быть изменены и уточнены. В процессе проектирования 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, осуществляется за счет средств государственного бюджета.

Финансирование проектно-изыскательских работ, связанных с составлением технико-экономических обоснований, технических (технорабочих) проектов и рабочих чертежей, осуществляется за счет капитальных вложений. 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 имени С. Я. Жука.

Для решения отдельных вопросов, связанных со строительством гидроузлов и водохранилищ, Гидропроект на субподрядных началах привлекает специали-

зированные проектные и научно-исследовательские организации: Гипроводхоз (мелиорация и сельское хозяйство), Гипролестранс (переустройство лесного хозяйства), Гипрозем (землеустройство), Энергосетьпроект (энергобаланс и электросетевое строительство), Гидрорыбпроект (рыбное хозяйство), Гипроречтранс (водный транспорт), Водоканалпроект (водоснабжение и водоотведение), Институт океанографии (гидрология морей), Институт географии и Институт санитарии и гигиены (охрана окружающей среды) и т. д.

18.2. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ 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 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.

Они служат также исходным документом для обоснования распределения водных ресурсов между заинтересованными отраслями, для 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 при этом не вносящие изменений в условия водообеспечения народного хозяйства смежных республик (при наличии межреспубликанских водных источников), могут относиться к категории схем республиканского значения.

Генеральная схема комплексного использования и охраны водных ресурсов имеет союзное значение; бассейновые и локальные схемы по отдельному водотоку могут быть как союзного, так и республиканского значения.

Генеральные схемы разрабатываются для всей территории СССР и территории союзных республик. Генеральные схемы 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 народного хозяйства с оценкой капитальных вложений и обоснованием основных направлений проектно-изыскательских работ, необходимых для обеспечения планового развития водохозяйственного строительства.

Бассейновые схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов разрабатываются по речным бассейнам или по их отдельным частям, по бассейнам озер и морей. Бассейновые схемы 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, для поддержания оптимальных водных, солевых и гидробиологических режимов рек, озер и морей, для охраны водных ресурсов от загрязнения и истощения. Бассейновые схемы обосновывают меры по предотвращению эрозии

почв, по 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 промышленное 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 выносов, зажоров и заторов), от разрушения берегов и от 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 гидротехническое проектирование 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. На равнинных реках в обжитых районах часто затопления оказываются решающим фактором выбора подпорных отметок.

Створы гидроузлов обычно выбираются несколько выше крупных городов. Так размещено 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.

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 и 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 назревшие 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 разработке локальных схем, аналогичны тем, которые рассматриваются и на последующих этапах проектирования. Однако полнота и глубина инженерных исследований меньшие, чем, например, в ТЭО. 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.

18.3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Решения о проектировании и строительстве крупных гидроузлов принимаются на основании технико-экономического обоснования.

Технико-экономическое обоснование гидротехнического объекта является предпроектным документом и разрабатывается на основании утвержденной схемы комплексного использования водотока. ТЭО составляется по объектам, рекомендуемым в схеме к первоочередному строительству, и разрабатывается на полное развитие объектов. Если ввод объекта намечается очередями, то в ТЭО определяются параметры первой и последующих очередей строительства. В ТЭО осуществляется вариантная проработка основных вопросов и разработка вариантов проводится в таком объеме и с такой степенью детализации, чтобы обеспечить их сопоставимость при выборе технических решений.

Первым этапом ТЭО гидроэлектростанций является, как правило, выбор створа. При этом проводятся топографические, геодезические работы, геологические изыскания по ряду предварительно намеченных створов. По ним проводится эскизное проектирование, после чего осуществляется выбор створа на основе технико-экономических сопоставлений. При этом создается комиссия для согласования с местными организациями.

По выбранному створу 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 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 и 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;

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 генпроектировщика специализированные проектные организации выполняют свои разделы ТЭО: ирригация, водный транспорт, рыбное хозяйство, земельное переустройство и пр. Их выводы должны учитываться в водохозяйственных и экономических расчетах.

Научно-исследовательские работы в ТЭО выполняются в объеме, необходимом для обоснования принципиальных технических решений.

Сметная стоимость строительства гидроузла, уточняемая на последующих стадиях проектирования, не должна превышать утвержденную в ТЭО.

ТЭО должно подтвердить экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость проектирования и строительства ГЭС (гидроузла), намеченных схемой использования реки.

ТЭО рассматривается и утверждается Госпланом СССР и Госстроем СССР. Утвержденное ТЭО является основанием для включения объекта в план финансирования, получения строительного титула и начала подготовительных строительных работ.

18.4. ТЕХНИЧЕСКИЙ 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 — технический проект и рабочие чертежи.

По технически несложным гидротехническим объектам, как уже отмечалось выше, проекты разрабатываются в одну стадию — технорабочий проект.

В техническом проекте гидротехнических объектов осуществляется решение следующих вопросов:

конструктивные, объемно-планировочные и архитектурные решения постоянных и временных зданий и сооружений, компоновка, состав и типы которых установлены в утвержденном ТЭО и акте о выборе площадки для строительства;

основное технологическое оборудование;

организация эксплуатации гидротехнического комплекса, включая вопросы ремонта основного оборудования;

применение автоматизированных систем управления как объектом 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.;

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 лимита;

разработка мероприятий, связанных с подготовкой зоны водохранилища и нижнего бьефа гидроузла.

В отдельных случаях при разработке технического проекта дополнительно рассматриваются и уточняются вопросы, решенные в ТЭО (отметка НПУ, установленная мощность и выработка ГЭС, расчетные уровни и расходы воды, генеральный план гидротехнического комплекса, местоположение основных сооружений, компоновочные решения, типы основных сооружений, технологическое оборудование и т. п.).

При разработке технических проектов гидротехнических 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 частями, в технологическом и других разделах проектов должны выделяться эти пусковые части. В их состав включаются объекты основных сооружений, вспомогательного и обслуживающего назначения, т. е. все объекты, обеспечивающие нормальные условия временной или постоянной эксплуатации каждой пусковой части, предусмотренной проектом, и нормальные санитарно-бытовые условия для работающих, а также объекты, связанные с защитой окружающей среды от загрязнения.

Проектно-сметная документация разрабатывается в объеме, достаточном для оценки проектных решений, определения стоимости строительства и выполнения строительно-монтажных работ.

18.5. РАБОЧИЕ ЧЕРТЕЖИ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ ВОДОХРАНИЛИЩ

Разработкой рабочих чертежей заканчивается проектирование, необходимое для строительства. Рабочие чертежи для нужд строительства составляются как основной проектной организацией, так и ее группой рабочего проектирования на строительной площадке, а также специализированными организациями.

Рабочие чертежи для строительства предприятий, зданий и сооружений гидротехнического комплекса разрабатываются и выдаются проектной организацией заказчику после утверждения технического или технорабочего проекта комплектно на объект или вид работ в целом, а также на этапы работ. Это обеспечивает возможность расчетов между заказчиком и подрядной строительной организацией за законченный объект или этапы работ.

При разработке рабочих чертежей выполняются необходимые изыскательские, научно-исследовательские, экспериментальные и опытные работы, предусмотренные в проекте, производятся уточнение и детализация принятых техническим проектом решений в той степени, в которой это необходимо для производства строительно-монтажных работ.

К моменту завершения строительства составляются исполнительные чертежи всех сооружений в том виде, в каком эти сооружения были фактически построены.

Кроме того, на стадии рабочих чертежей разрабатываются «Основные положения правил использования водных ресурсов водохранилища», которые являются основным документом, на основании которого должно вестись управление режимом водохранилищ построенных ГЭС. Они 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 водохранилища, а также безопасность населения и хозяйства прибрежной зоны водохранилища и речной долины на нижележащем участке.

Основные положения по водохранилищам новых ГЭС подготавливаются и утверждаются, как правило, 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 всех организаций и ведомств, имеющих отношение к эксплуатации или использованию водных ресурсов данного водохранилища.

Все другие технические документы, регламентирующие режим работы водохранилища и связанных с ним сооружений в нормальных эксплуатационных условиях (рабочие правила управления водным режимом, составленные для конкретных лет и сезонов, планы подачи воды, выработки электроэнергии, инструкции по эксплуатации отдельных сооружений, инструкции по пропуску высоких вод, по эксплуатационным наблюдениям, учету водных ресурсов, оповещению и информации и т. п.), разрабатываются в соответствии с Основными положениями.

Использование водных ресурсов в период начальной эксплуатации водохранилища регламентируется специ-

альными временными правилами, которые разрабатываются с учетом ограничений, налагаемых в зависимости от степени готовности сооружения гидроузла и зоны водохранилища, а также с учетом сооружения других ГЭС каскада.

Глава девятнадцатая

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

19.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Определение эффективности капитальных вложений при проектировании имеет целью выбор и экономическое обоснование наилучших вариантов строительства новых, расширения и реконструкции действующих предприятий.

Эффективность капитальных вложений определяется сопоставлением эффекта и затрат.

Такое сопоставление может производиться двумя методами.

Метод сравнительной экономической эффективности применяется при выборе вариантов решения хозяйственных или технических задач и показывает, насколько один вариант эффективнее другого.

Метод общей (абсолютной) экономической эффективности позволяет производить сопоставление эффекта и всей суммы вызвавших его капитальных вложений.

При экономическом обосновании эффективности и выборе параметров объектов гидроэнергетического строительства используется метод сравнительной эффективности (см. § 19.3—19.10).

Метод общей (абсолютной) эффективности при проектировании имеет вспомогательный характер и используется для определения показателей рентабельности проектируемых ГЭС в процессе эксплуатации.

Методика сравнительной экономической эффективности используется на стадии технико-экономического обоснования и технического проекта. На стадии схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов при проведении технико-экономических расчетов допускаются упрощения. Состав технико-экономических рас-

четов на различных этапах и стадиях проектирования приведен в гл. 18.

Методика распределения затрат между участниками водохозяйственного комплекса рассматривается в § 19.11.

19.2. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

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. 20). Расчеты, в результате которых получают не энергетические показатели ГЭС (мощность и выработку энергии), а расходы воды, объемы и уровни воды в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС, называются водохозяйственными, они имеют вспомогательное значение и подчиняются основной задаче проведения водноэнергетических расчетов. Если водохозяйственные расчеты используются для определения режима подачи воды отраслям, заинтересованным только в поддержании определенных уровней и расходов воды, то они приобретают самостоятельное значение. Когда водноэнергетические расчеты производятся для построенных и эксплуатируемых ГЭС, то все параметры ГЭС, т. е. установленная мощность, отметки НПУ и УМО, полезный объем водохранилища и другие, известны и не могут изменяться. В этом случае водноэнергетические расчеты используются для определения оптимального режима работы ГЭС в составе энергетической и водохозяйственной систем (см. гл. 12 и 13).

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 параметров ГЭС (отметки НПУ, УМО, установленной мощности и т. д.). На основании этих расчетов определяются зависимости энергетических показателей (выработка энергии, гаран-

тированная мощность) от основных ее параметров (отметка НПУ, длины деривации и т. д.). При проведении водноэнергетических расчетов для проектируемых ГЭС, в отличие от эксплуатируемых, основные параметры ГЭС 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.

Последовательность расчетов. Последовательность расчетов регулирования стока при проектировании режима работы ГЭС определяется задачей проекта в целом, 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;

режим 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 (см. § 20.5);

установление оптимального режима работы водохранилища, обеспечивающего интересы всех заинтересованных отраслей народного хозяйства. Разработка диспетчерских правил управления водохранилищем.

Все водохозяйственные и водноэнергетические расчеты проводятся исходя из работы гидроэлектростанции 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 различных отраслей устанавливается в результате отдельных технико-экономических расчетов и в водохозяйственных и водноэнергетических расчетах принимается заданной.

Расчетная обеспеченность стока, %, для различных отраслей народного хозяйства ориентировочно принимается в следующих пределах:

Энергетика	85—95
Водный транспорт	85—95
Ирригация	75—90
Водоснабжение	90—99
Защитные мероприятия от наводнений	5,0—0,01

Более подробные сведения о методах обоснования расчетной обеспеченности приведены в § 20.5.

Исходные данные для водноэнергетических расчетов. Расчеты регулирования стока реки производятся в предположении, что в период эксплуатации ГЭС физико-географические и климатические условия останутся примерно теми же, и в настоящее время. Это предположение позволяет использовать для расчетов результаты 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 на-

стоящее время достаточно надежных количественных оценок влияния того или иного фактора на элементы климата и расчетные характеристики стока реки не разработано.

Для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов необходимы следующие характеристики.

Климатическая характеристика района строительства 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 схожих климатических условиях.

К топографическим характеристикам водохранилища, как указывалось в § 3.4, относятся кривые зависимости площадей зеркала и объемов водохранилища от уровней воды $F=F(z_{вб})$; $V=V(z_{вб})$. Топографические характеристики водохранилищ гидроэлектростанций получаются на основе использования планшетов государственной съемки имеющегося в каждом конкретном случае масштаба.

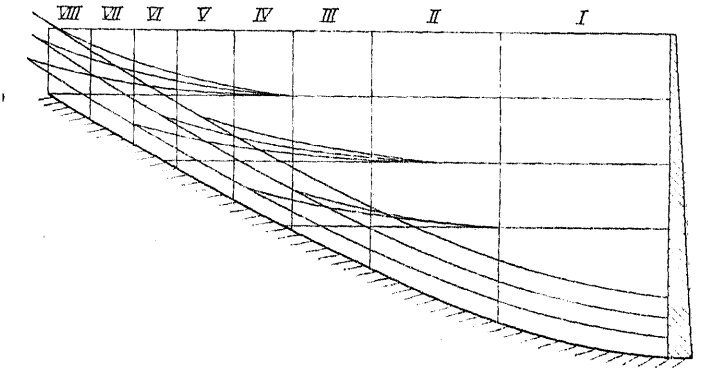


Рис. 19.1. Схема построения кривых подпора.

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.

Статические объемы, заключающиеся между смежными горизонталями n и $n+1$, определяются по формуле

$$\Delta V = \frac{F_n + F_{n+1}}{2} \Delta z, \qquad (19.1)$$

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

Полный объем призмы водохранилища определяется интегрированием на всем участке.

Для установления динамической кривой объемов водохранилища предварительно строятся кривые подпора при разных уровнях воды у плотины и при различном расходе воды (рис. 19.1). Далее разбивают зону влияния кривой подпора на участки I, II и т. д. и для каждого расхода определяют средний уровень воды на участке при уровне $z_{вбi}$ у плотины. По этому уровню и статической кривой объемов участка определяют объем воды на данном участке. Суммируя далее объемы воды по участкам при данном расходе и данном уровне у плотины, получаем суммарный объем для этих условий. Полученные точки используются для построения семейства кривых $V_в = V_в(Q_{пр}, z_{вб})$ (см. рис. 3.11).

К гидрологическим данным относятся сведения о производившихся стационарных и экспедиционных гидрологических работах; оценка надежности гидрологических данных и выбор расчетных створов:

сток за период фактических наблюдений. Предварительно производятся 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 расходов 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);

зимний режим. Данные фактических наблюдений над датами замерзания и вскрытия реки. Особенности зимнего периода. Зимние коэффициенты;

твердый сток. Данные фактических наблюдений и установление многолетних характеристик твердого стока.

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 близких природных условиях.

Полнота использованных перечисленных гидрологических данных для водноэнергетических расчетов зависит от глубины регулирования стока (суточное, годовое, многолетнее), состава и размеров требований участников ВХК, а также от стадии проектирования (см. гл. 2).

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. Однако отдельные требования отраслей к режиму уровней и расходов являются обязательными, например санитарные пропуски в нижний бьеф для поддержания необходимого качества воды в реке, а также предельно высокие 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. Последние являются временными и могут быть частично использованы.

Методы оценки всех видов потерь приведены в гл. 4.

Методы водохозяйственных и водноэнергетических расчетов. При проведении расчетов в зависимости от глубины регулирования стока используются обобщенные методы (см. гл. 14) и табличный способ расчета.

Табличный способ расчета исходит из последовательного по времени расчета изменения гарантированной мощности и выработки энергии ГЭС, исходя из баланса расходов и напоров на ГЭС. Обычно в период паводка расчеты ведутся по декадам или пятидневкам, а в межень — по месяцам (см. гл. 14).

Объем стока, поступающий в водохранилище, определяется на основе данных гидрологических расчетов и является совместно с требованиями водопользователей и водопотребителей к режиму речного стока исходным материалом для проведения водноэнергетических расчетов.

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 год, близкий к среднемноголетнему;

многоводный год принятой обеспеченности.

При наличии нескольких участников ВХК расчеты регулирования стока проводятся для лет принятой расчетной обеспеченности каждого из участников.

Водноэнергетические расчеты в условиях маловодного года расчетной обеспеченности проводятся для оценки гарантированной мощности ГЭС, в средних условиях — 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:

1) перед началом весеннего половодья, когда водохранилище бывает сработано до мертвого объема и, следовательно, уровень воды в нем известен и равен уровню мертвого объема;

2) 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 тепловых станций 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 пре-

вышает начальный, то гарантированная мощность может быть увеличена.

Если в водохранилище уровень воды к концу расчетного периода оказывается ниже, чем в начале, то гарантированная мощность ГЭС должна быть уменьшена, так как использованный объем стока на ГЭС оказывается большим, чем он может быть в расчетном маловодном году.

В средние и многоводные годы в проектных расчетах допускается задержание в водохранилище некоторого запаса воды с целью облегчения условий работы ГЭС в следующие годы, которые могут быть маловодными.

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 в 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 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 временному 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

данного интервала 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, получим зависимость максимальных гарантированных мощностей при переменной отметке НПУ $N_{гар,гэс}=N_{гар,гэс}$ (НПУ). Задаваясь вариантно установленной мощностью ГЭС, определяем зависимость $Э_{гэс}=f$(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 при 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 энергетики 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 эксплуа-

тации в зависимости от гидрологической обстановки на период.

Если в энергосистеме уже эксплуатируются и проектируются другие ГЭС или на данной реке и ее притоках также имеются ГЭС с регулирующими водохранилищами, водохозяйственные и водноэнергетические расчеты значительно усложняются, поскольку необходимо рассматривать совместный режим работы всех гидроэнергетических установок. Как правило, такие расчеты выполняются с использованием ЭВМ.

Таким образом, водноэнергетические расчеты являются одной из важнейших частей проекта ГЭС; они представляют собой исходный материал, который совместно со стоимостными характеристиками гидроузла лежит в основе технико-экономического обоснования параметров ГЭС (см. гл. 20).

19.3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Метод сравнительной эффективности заключается в сопоставлении единовременных капиталовложений и ежегодных издержек по сравниваемым вариантам технических решений при соблюдении условий энергетической и экономической сопоставимости.

Наиболее общим является случай, когда вариант гидроэнергостроительства характеризуется бо́льшими капиталовложениями, но меньшими ежегодными издержками, чем сопоставимый вариант.

Показателем сравнительной эффективности капиталовложений являются приведенные затраты. По каждому варианту они представляют собой сумму ежегодных издержек производства (себестоимости продукции) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой (годовой) размерности в соответствии с нормативом эффективности $E_н$.

Приведенные затраты определяются по формуле

$$З_a = E_н K_a + И_a, \qquad (19.2)$$

где $З_a$ — приведенные затраты по одному из рассматриваемых вариантов a; $И_a$ — ежегодные издержки производства (себестоимость продукции) по варианту a; $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K_a — капитальные вложения по варианту a.

Если сравниваемые варианты технических решений и варианты объектов, намечаемых к осуществлению,

отличаются не только размерами необходимых затрат, но и сроками сооружения и освоения проектной мощности, то затраты разных лет приводятся к какому-либо одному базисному году. В качестве базисного года может быть принят любой год.

В общем случае, когда капитальные вложения и ежегодные издержки производства изменяются по годам расчетного периода T, за пределами которого, т. е. начиная с года $(T+1)$, рассматриваемые объекты не требуют капитальных вложений, а ежегодные издержки производства остаются постоянными, для каждого из сравниваемых вариантов $(И_T = И_{T+1})$ рекомендуется формула

$$\overline{З} = E_н \sum_{t=1}^{T} K_t (1 + E_{н.п})^{T_б - t} + \sum_{t=t_э}^{T} \Delta И_t (1 + E_{н.п})^{T_б - t}, \qquad (19.3)$$

где $\overline{З}$ — приведенные затраты с учетом фактора времени в рассматриваемом варианте; $T_б$ — базисный год (год, к которому осуществляется приведение затрат); t — текущий год; $t_э$ — год начала эксплуатации объекта; $E_{н.п}$ — норматив учета фактора времени (норматив приведения); K_t — капиталовложения в год для рассматриваемого варианта; $\Delta И_t$ — изменение ежегодных издержек в год t по сравнению с предыдущим годом для рассматриваемого варианта.

Показатели K_t и $\Delta И_t$ могут применяться как в виде полной суммы капитальных вложений и себестоимости годовой продукции, так и в виде удельных величин — удельных капитальных вложений на единицу продукции и себестоимости единицы продукции.

Формулу (19.3) можно записать в более простом виде:

$$\overline{З} = E_н \overline{K} + \overline{И}, \qquad (19.4)$$

где $\overline{З}$, $\overline{K}$, $\overline{И}$ — соответственно приведенные затраты, капиталовложения и ежегодные издержки с учетом фактора времени.

В этой формуле

$$\overline{K} = \sum_{t=1}^{T} K_t (1 + E_{н.п})^{T_б - t};$$

$$\overline{И} = \sum_{t=t_э}^{T} \Delta И_t \,(1 + E_{н.п})^{T_б - t}. \qquad (19.5)$$

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 (19.3) и (19.4), оказываются меньшими, чем приведенные затраты по заменяемому варианту, подсчитанные по тем же формулам.

Технико-экономические расчеты по определению народнохозяйственной эффективности водохозяйственных комплексов заключаются, так же как и для гидроэнергетических объектов, в сопоставлении приведенных затрат, потребных для осуществления водохозяйственного комплекса, с теми приведенными затратами, которые потребовались бы для осуществления альтернативных (заменяемых) мероприятий вместо рассматриваемых ВХК.

Возможны также попарные сравнения вариантов по методу срока окупаемости (коэффициента эффективности) дополнительных капитальных вложений:

$$\left.\begin{aligned} \tau &= \frac{\overline{K}_1 - \overline{K}_2}{\overline{И}_2 - \overline{И}_1} \leqslant \tau_н; \\ E &= \frac{\overline{И}_2 - \overline{И}_1}{\overline{K}_1 - \overline{K}_2} \geqslant E_н. \end{aligned}\right\} \qquad (19.6)$$

Здесь E и τ — соответственно расчетные значения коэффициента эффективности и срока окупаемости дополнительных капиталовложений; $E_н$ и $\tau_н$ — нормативные значения соответственно коэффициента эффективности и срока окупаемости дополнительных 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 $И_2$ — ежегодные издержки с учетом фактора времени для первого и второго сравниваемых вариантов какого-либо технического решения.

Нормативный срок окупаемости дополнительных капиталовложений $\tau_н$ является величиной, обратной нормативному коэффициенту эффективности $E_н$.

Вариант, характеризующийся бо́льшими капиталовложениями, является экономически эффективным, если коэффициент эффективности дополнительных капиталовложений в этот вариант выше или равен нормативному (или срок окупаемости дополнительных капиталовложений меньше или равен нормативному).

19.4. НОРМАТИВНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ И УЧЕТ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ

При экономическом обосновании гидроэнергетических объектов по методу сравнительной эффективности [формулы (19.2)—(19.6)] существенное значение имеет нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений $E_н$, 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 завышении этого коэффициента 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», рекомендуют нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12.

В Типовой методике приводятся основные факторы, обусловливающие возможность отклонения от среднего по народному хозяйству коэффициента эффективности капиталовложений: стимулирование технического прогресса, различия в уровнях заработной платы, в уровне цен, долговременность строительных программ, районные различия.

Приведенным в этих документах перечнем, по-видимому, не исчерпываются факторы, на основании которых могут возникнуть предпосылки для отклонения от среднего норматива эффективности.

Одним из главных доводов в пользу дифференцированных норм эффективности является необходимость полного учета экономических, социальных факторов (демографические сдвиги, миграция населения, условия труда, здоровье населения и т. д.) и охраны окружающей среды.

Если бы все перечисленные факторы допускали прямую стоимостную оценку и находили отражение в затратах или эффекте, то тогда степень обоснованности применения единого коэффициента эффективности была бы значительно выше. Однако в большинстве случаев прямая стоимостная оценка этих факторов затруднена, вследствие чего имеются предложения производить количественную оценку указанных выше явлений изменением норматива эффективности.

Определение эффективности ГЭС и ГАЭС производится на основании «Временных указаний по определению экономической эффективности гидроэнергетических объектов», в которых нормативный

коэффициент эффективности $E_н$ для гидроэнергетических объектов принят также равным 0,12.

Для гидроэнергетических объектов, 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, ирригации, 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 альтернативного варианта, решающего аналогичные задачи.

Нормативный коэффициент приведения разновременных затрат $E_{н.п}$ в формулах (19.3) и (19.4) принимается в соответствии с Типовой методикой в размере 0,08.

19.5. 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 капитальные вложения в основные фонды, нормируемые оборотные средства и ежегодные издержки производства.

Исходным принципом для определения заменяемого варианта при проектировании гидроэнергетических объектов является производство эквивалентного количества продукции и услуг с учётом качества и сроков получения (одинаковая мощность и выработка энергии, одинаковый выпуск сельскохозяйственной продукции, одинаковый объем перевозок различными видами транспорта и пр.).

Мероприятия по заменяемому варианту должны быть реально осуществимыми и наиболее экономичными из всех возможных, которые сооружались бы при отказе от строительства гидроэнергетических объектов.

Методика определения затрат по проектируемым гидроэнергетическим объектам приведена в § 19.6, а соответствующая методика по заменяемым объектам — в § 19.7.

Рассмотрим более подробно энергетический эффект ГЭС, который заключается в вытеснении мощности и электроэнергии заменяемых электростанций. Мощность заменяемой электростанции определяется на основе

сравнения двух вариантов развития энергосистемы с ГЭС и с заменяемой ТЭС.

Энергоэкономические характеристики проектируемой гидроэлектростанции определяются с учетом ее влияния на энергетический эффект по мощности и энергии 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 полезный отпуск энергии и мощности потребителям. Поэтому в варианте с гидростанцией и заменяемом варианте учитываются все потери мощности и энергии и все виды ограничений использования энергооборудования во всех звеньях производства, преобразования и передачи электроэнергии.

Для обеспечения энергетической эквивалентности ГЭС и заменяемой тепловой станции их сопоставление производится не по значениям установленной (номинальной), а по реально используемой мощности. Рассмотрение используемой мощности ГЭС производится в динамике.

Располагаемая мощность ГЭС может снижаться в первые годы работы из-за ненаполненности водохранилища, незавершенности каскада и т. д. Участие агрегатов ГЭС в балансе мощностей энергосистемы принимается не ранее чем через квартал после ввода в эксплуатацию соответствующих агрегатов ГЭС.

Недостаточное развитие пиковой части графиков электрической нагрузки может привести к тому, что в первые годы эксплуатации используемая мощность ГЭС может быть ниже располагаемой.

Отметим также, что материалы эксплуатации тепловых электростанций с оборудованием блочного типа свидетельствуют о том, что в первые годы после начала освоения как новой серии блоков, так и агрегатов на данной станции имеют место также сниженная располагаемая мощность ТЭС, пониженная надежность работы оборудования, повышенные размеры расхода электроэнергии на собственные нужды и т. д.

При одних и тех же значениях мощности и энергии, с которыми различные объекты участвуют в соответст-

вующих балансах энергосистемы, значения их сопоставляемых мощности и выработки энергии окажутся различными, поскольку у сопоставляемых объектов разные расходы энергии на собственные нужды, разный аварийный резерв, текущий ремонт, потери в линиях электропередачи и другие потери мощности и энергии. Все перечисленные факторы приводят обычно к тому, что заменяемые мощность и выработка энергии заменяемой ТЭС должны быть больше на 6—15% по мощности и на 2—10% по выработке, чем на ГЭС, достигшей проектных показателей.

При проектировании гидроэнергетических объектов большое внимание уделяется охране окружающей среды, в связи с чем сравниваемые варианты технических решений должны предусматривать соблюдение всех экологических стандартов и обязательный учет связанных с этим капитальных и текущих затрат.

Гидроэнергетические объекты и заменяемые тепловые электростанции в период строительства и эксплуатации требуют различного привлечения рабочей силы. Методика экономического учета этого фактора подробно рассмотрена в § 19.9.

ГАЭС по сравнению с другими типами пиковых электростанций существенно уменьшают трудности в эксплуатации теплосилового оборудования энергосистем при прохождении ночных провалов графиков нагрузки.

Методика экономического обоснования ГАЭС имеет ряд особенностей и более подробно рассмотрена в § 19.10.

19.6. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА ПО ПРОЕКТИРУЕМЫМ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ОБЪЕКТАМ

Стоимость строительства проектируемых гидроэнергетических объектов определяется по сводной смете. Сводная смета состоит из двух частей: раздел «А» — капиталовложения в промышленное строительство и раздел «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.

11. Подготовка эксплуатационных кадров.

12. Проектные и изыскательские работы.

13. Работы и затраты по созданию водохранилищ.

В сводной смете на строительстве отдельной строкой должен предусматриваться резерв на непредвиденные работы и затраты. Точность определения сметной стоимости гидроэнергетических объектов на различных стадиях проектирования различна.

На предпроектном этапе проектирования (стадии схемы, ТЭО) для определенной сметной стоимости строительства составляются сводные сметно-финансовые расчеты, для чего используются укрупненные показатели для определения сметной стоимости строительства гидроэлектростанций на предварительных стадиях проектирования (УПС ГЭС-78).

На проектном этапе (стадии технического и технорабочего проекта) составляются генеральные сметы, для чего используются единые районные единичные расценки (ЕРЕР), а 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.

При проведении сметно-финансовых расчетов на предпроектном этапе проектирования прямым счетом определяются затраты только по второй главе раздела «А». Затраты по главам 1, 3—12 раздела «А» определяются косвенно в процентах стоимости строительно-монтажных работ второй главы раздела «А».

Работы и затраты, связанные с подготовкой водохранилища $K_{13\text{ гл. «А»}}$, определяются специальными расчетами на основании «Положения о порядке проведения мероприятий по подготовке зон затопления водохранилищ в связи со строительством гидроэлектростанций и

водохранилищ», утвержденного Советом Министров СССР 2 февраля 1976 г. № 76.

Положение определяет порядок установления затрат, связанных с переселением населения, переносом строений, подготовкой зоны затопления водохранилища (санитарная подготовка, лесосводка и лесоочистка, изменение условий судоходства, охрана исторических памятников и т. д.). В смету на строительство гидроэлектростанций и водохранилищ включаются затраты на возмещение убытков землепользователям и водопользователям в связи с отводом земель для строительства гидроэлектростанции и водохранилища. Затраты, связанные с расширением и реконструкцией строений и сооружений, подлежащих переносу из зоны затопления водохранилищ, относятся на сметную стоимость гидроузлов.

Целесообразность проведения мероприятий по защите от затопления (обвалование и т. д.) должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

При определении капиталовложений по гл. 13 ($K_{13\ гл.\ «А»}$ значительную долю могут составить затраты по компенсации потерь сельскохозяйственного производства, связанные с изъятием сельскохозяйственных угодий. Они определяются в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 9 августа 1974 г. № 636 «О возмещении убытков землепользователям и потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для государственных и общественных нужд». Потери сельскохозяйственного производства в этом постановлении рекомендуется оценить по нормативам стоимости освоения новых земель. Компенсационные затраты по сельскому хозяйству для наиболее крупных гидроэнергетических объектов устанавливаются Советом Министров СССР при решении вопроса о строительстве этих объектов. Потери сельскохозяйственного производства не возмещаются при отводе земельных участков под строительство водохранилищ и мелиоративных систем, используемых для орошения земель сельскохозяйственного назначения.

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 выбирать-

ся с учетом интересов всех участников водохозяйственного комплекса, в том числе и рыбного хозяйства. Особое значение имеют объемы и внутригодовое распределение рыбохозяйственных попусков в низовьях рек.

Необходимо иметь в виду, что ущербы рыбному хозяйству во внутренних водоемах наносятся не только строительством гидроузлов, но и загрязнением воды, водозаборами, ростом безвозвратного потребления (не связанного с сооружением гидроузлов), 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 сооружения гидроузла объема улова и его видового состава. При этом главное внимание обращается на мероприятия для расширенного воспроизводства наиболее ценных рыб (осетровых, лососевых). В состав рыбохозяйственных мероприятий, относимых на сметы гидроузлов, входят: рыбоводные заводы, нерестово-выростные хозяйства, обводнение естественных и строительство искусственных нерестилищ, рыбопроходных и рыбозащитных сооружений и др. При невозможности или неэкономичности полного восстановления рыбопродуктивности водоема 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 передачей грузов на другие виды транспорта при прекращении транзитного судоходства, а также при переносе затапливаемых объектов и пр. 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 на-

личие гидроузла делает это невозможным или ухудшает его экономические показатели.

Помимо всех перечисленных выше составляющих раздела «А» сметы отдельно учитываются также непредвиденные затраты ($K_{н.з}$). На стадии ТЭО согласно УПС они составляют 15—20% сметной стоимости 13 глав раздела «А».

Таким образом, полная сметная стоимость строительства по разделу «А» составит:

$$K_А = K_{2\text{ гл. „А“}} + K_{1,3-12\text{ гл. „А“}} + K_{13\text{ гл. „А“}} + K_{н.з}, \quad (19.7)$$

где

$$K_{н.з} = 0{,}2\,(K_{2\text{ гл. „А“}} + K_{1,3-12\text{ гл. „А“}} + K_{13\text{ гл. „А“}}). \quad (19.8)$$

Раздел «Б» — стоимость объектов жилищного и гражданского назначения принимается в процентах (долях) общей сметной стоимости по разделу «А» без затрат по водохранилищу в следующих размерах: 10% — для районов европейской части СССР и Кавказа, 11% — для Урала и Сибири и 12% — для районов, приравненных к районам Крайнего Севера.

Капиталовложения по разделу «Б» на стадии ТЭО определяются по формуле

$$K_Б = (0{,}1 \div 0{,}12)\,(K_А - K_{13\text{ гл. „А“}}). \quad (19.9)$$

Полная сметная стоимость строительства (объем финансирования)

$$K_{см} = K_А + K_Б. \quad (19.10)$$

На гидроузел $K_{г.у}$ относят капиталовложения по разделу «А», за вычетом реализованных возвратных сумм $K_{возвр}$, а также стоимость объектов, передаваемых различным ведомствам для дальнейшего использования $K_{перед}$. К возвратным суммам относятся средства, получаемые от реализации материалов после разборки временных зданий и сооружений, средства от реализации попутно добываемых, но неиспользованных строительных материалов и пр. Затраты на создание объектов, передаваемых в эксплуатацию другим ведомствам, включают затраты на мосты, дороги и пр. Другим ведомствам может передаваться также поселок (раздел «Б»). Стоимость объектов, не относящихся на гидроузел, также подлежит экономическому обоснованию.

Таким образом, в общем виде капиталовложения, относимые на гидроузел, могут определяться по формуле

$$K_{г.у}=K_{А}-K_{возвр}-K_{перед}. \qquad (19.11)$$

При использовании водотока только в энергетических целях капиталовложения, относимые на гидроузел $K_{г.у}$, равны капиталовложениям, относимым на энергетику ($K_{эн}$). При комплексном использовании водотока капиталовложения в гидроузел на основе специальных расчетов (см. § 19.11) распределяются между всеми участниками комплекса — энергетикой, орошением, водоснабжением, водным транспортом и т. д. При этом, естественно, $K_{эн}<K_{г.у}$.

При технико-экономических сопоставлениях часто применяются показатели удельных капиталовложений.

В гидроэнергетике наибольшее распространение получили две характеристики — удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности $k^{N}_{гэс}$ и удельные капиталовложения на 1 кВт·ч среднемноголетней выработки электроэнергии $k^{Э}_{гэс}$:

$$k^{N}_{гэс}=\frac{K_{эн}}{N_{уст.гэс}}, \qquad (19.12)$$

здесь $N_{уст.гэс}$ — установленная мощность ГЭС (суммарная номинальная мощность всех генераторов, установленных на гидроэлектростанции, при расчетном cos φ):

$$k^{Э}_{гэс}=\frac{K_{эн}}{\overline{Э}_{гэс}}, \qquad (19.13)$$

где $\overline{Э}_{гэс}$ — среднемноголетняя выработка энергии на ГЭС.

Так как значительная часть гидроэлектростанций предназначается для работы в пиковой и полупиковой части графика нагрузок, т. е. число часов использования установленной мощности менее 3500, а в базисной части графика нагрузок число часов использования ГЭС может достигать 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.

Другим важным технико-экономическим показателем гидроэнергетических объектов являются ежегодные издержки производства. Так же как и для капиталовложений, различают ежегодные издержки по гидроузлу $И_{г.у}$ и ежегодные издержки, относимые на энергетику $И_{эн}$.

Себестоимость электрической энергии $S_э$ определяется делением ежегодных издержек $И_{эн}$ на количество энергии $Э_ш$, отпущенной за год с шин высокого напряжения, и измеряется в коп/(кВт·ч). Величина $Э_ш$ равна годовой выработке электрической энергии ГЭС $Э_{гэс}$ за вычетом расхода энергии на собственные нужды и потерь энергии в трансформаторах:

$$S_э = \frac{И_{эн}}{Э_ш}. \qquad (19.14)$$

Фактические данные по себестоимости энергии ГЭС приведены в § 22.3.

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%.

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. 19.1).

При проектировании эксплуатационные расходы на ГЭС определяются как сумма затрат на вспомогательные материалы, заработную плату, услуги вспомогательных производств, текущий ремонт, общестанционные расходы 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 инже-

Таблица 19.1

Действующие нормы амортизационных отчислений, %

Группы и виды основных фондов	Общая норма амортизационных отчислений	В том числе	
		на полное восстановление	на капитальный ремонт
Плотины при крупных гидростанциях:			
бетонные гравитационные и массивно-контрфорсные; из грунтовых материалов	1,05	1,0	0,05
тонкостенные бетонные (арочные, многоарочные, контрфорсные), 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
Водохранилища при земляных плотинах	1,35	1,35	—
Гидроагрегаты всех типов с комплектующим и вспомогательным оборудованием	2,9	2,0	0,9

нерно-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, по внутристанционным перевозкам и т. п.

На статью «Затраты по текущему ремонту основных фондов производственных цехов (зданий, сооружений, оборудования, хозяйственного инвентаря и инструмента)» относятся 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 мастерских и автотранспорта) и пр.

По статье «Общестанционные 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.

Необходимо отметить, что в расчетах экономической эффективности помимо затрат на сооружение и эксплуатацию гидроузлов ($К_{гу}$ 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. ($К_{соп}$ и $И_{соп}$).

В состав сопутствующих включаются затраты, необходимые для нормального функционирования каждой из отраслей — участников комплекса, с тем, чтобы обеспечить принятый в проекте уровень развития.

19.7. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА ПО ЗАМЕНЯЕМЫМ ОБЪЕКТАМ

Исходным принципом для определения заменяемого (альтернативного) варианта при проектировании гидроэнергетических объектов, как уже отмечалось в § 19.5, является производство эквивалентного количества продукции и услуг (с учетом качества и сроков их получения).

Мероприятия по заменяемому варианту должны быть реально осуществимыми и наиболее экономичными из всех возможных альтернативных решений.

Энергетика. Энергетический эффект ГЭС заключается в вытеснении мощности и энергии заменяемых электростанций,

В качестве заменяемых рассматриваются электростанции, которые могут быть сооружены в энергосистеме вместо ГЭС. Сопоставлению с ГЭС подлежат, как правило, новые электростанции, а не реконструируемые старые.

ГЭС со значительным числом часов использования должны сравниваться с АЭС либо с КЭС на органическом топливе.

Полупиковые ГЭС должны сравниваться с полупиковыми ГРЭС на твердом топливе или с парогазовыми установками (ПГУ).

Эффективность пиковых ГЭС и ГАЭС должна определяться в сопоставлении с ГТУ либо с другими перспективными ГЭС и ГАЭС.

Таблица 19.2

Нормативы удельных капиталовложений по КЭС

Мощность электростанций, МВт	Состав основного оборудования	Вид топлива	Удельные капиталовложения, руб/кВт
1260	6×К-210-130+6×670	Твердое Газ, мазут	131,6 117,9
2400	8×К-300-240+8×1000	Твердое Газ, мазут	135,7 123,9
4000	8×К-500-240+8×1650	Экибастузский каменный уголь	135,9
6400	8×К-800-240+8×2650	Канско-ачинский бурый уголь	133,4

Примечание. Нормативы даны для первого территориального пояса, для которого коэффициенты к зарплате и стоимости автоперевозок равны 1. К первому поясу относятся центральные районы европейской части СССР. Для других районов СССР при определении нормативной стоимости станций необходимо вводить соответствующие поправочные территориальные коэффициенты, изменяющиеся от 0,99 до 1,57.

Для ГЭС, проектируемых в изолированных энергосистемах, могут учитываться заменяемые ТЭС, характерные для этих районов.

В технико-экономических расчетах по обоснованию параметров и эффективности ГЭС затраты по альтернативным электростанциям должны определяться как долевое участие в строительстве заменяемых станций, характерных для данного периода времени и энергосистем.

Капиталовложения в заменяемые тепловые электростанции определяются по обобщенным нормативам затрат.

В табл. 19.2 приведены удельные капиталовложения на единицу электрической мощности КЭС.

Для маневренного блока К-500 на твердом топливе предварительные технико-экономические показатели составляют:

Удельные капиталовложения, руб/кВт 140
Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч) 400
Постоянные издержки (без топлива), руб/кВт 13

Ориентировочные технико-экономические показатели проектируемых ГТУ, приведенные в табл. 19.3, позволяют ожидать, что нормативы удельных капиталовложений составят около 90 руб/кВт.

Таблица 19.3

Технико-экономические показатели ГТУ

Показатели	ГРЭС-3 Мосэнерго имени Классона	Ивановская ГРЭС	Симферопольская ГРЭС
Мощность электрическая, МВт	300	300	200
Основное оборудование, число×тип	3×Гт-100	3×Гт-100	2×Гт-100
Число часов использования установленной мощности	1000		
Вид топлива	Газотурбинное жидкое или газовое		
Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч)	465	460—472	481
Удельные капиталовложения, руб/кВт	86,4	84,9—94,3	90,4—93

Для учета различия в сроках строительства и освоения мощности, так же как и для гидроэлектростанций, затраты по заменяемой ТЭС должны включаться в расчеты с учетом фактора времени.

Срок строительства, распределение капвложений по годам строительства, а также продолжительность освоения проектных мощностей принимаются по действующим нормативным документам: «Нормы продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений СН 440-72» и «Нормы продолжительности освоения проектных мощностей, вводимых в действие предприятий».

Приведенные за период строительства и освоения удельные капиталовложения в тепловую электростанцию определяются по формуле

$$\kappa_{\text{тэс}}=\beta_{\text{тэс}}\kappa_{\text{тэс}}, \tag{19.15}$$

где

$$\beta_{\text{тэс}}=\frac{\sum_{t=1}^{T}\kappa_{\text{тэс}\,t}\,(1+E_{\text{н.п}})^{T_{\text{б}}-1}}{\sum_{t=t_{\text{э}}}^{T}\Delta N_{\text{тэс}\,t}\,(1+E_{\text{н.п}})^{T_{\text{б}}-1}}=\frac{\sum_{t=1}^{T}\kappa_{\text{тэс}\,t}\rho_t}{\sum_{t=t_{\text{э}}}^{T}\Delta N_{\text{тэс}\,t}\rho_t}. \tag{19.16}$$

В этих формулах: $\beta_{\text{тэс}}$ — коэффициент, характеризующий соотношение между приведенными и фактическими удельными капиталовложениями в ТЭС; $\kappa_{\text{тэс}}$ — фактические удельные капиталовложения в ТЭС; ρ_t — коэффициент приведения; $\kappa_{\text{тэс}t}$ — капиталовложения в ТЭС по годам строительства по сравнению с годом $(t—1)$, %; $\Delta N_{\text{тэс}t}$ — прирост установленной мощности на ТЭС в год t, %.

Ежегодные издержки по производству электроэнергии на заменяемой электростанции складываются из условно постоянных и

условно 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 тепловой электростанции вместо ГЭС (топливный эффект) на замыкающие затраты по топливу (подробнее о топливном эффекте ГЭС и замыкающих затратах на топливо см. § 19.8).

Приведение за период освоения условно постоянных издержек по заменяемой ТЭС производится аналогично приведению капиталовложений.

Водный транспорт. Наиболее вероятными проектными решениями, в сравнении с которыми производится сопоставление экономического эффекта от создания гидроузла для водного транспорта, являются:

1) 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;

2) перевозки в условиях гидроузла, но без устройства судопропускных сооружений (побьефное судоходство, создание перевалочных портов, переключение на другие виды транспорта).

Для установленного на расчетную перспективу объема перевозок и грузооборота намечаются варианты габаритов судовых ходов и судопропускных сооружений применительно к расчетным типам судов и определяются затраты на водно-транспортные мероприятия — капитальные вложения и эксплуатационные расходы во флот, путь и порты. Определяются также основные показатели вариантов перевозки другими видами транспорта, заменяющими речные перевозки.

Сельскохозяйственные мероприятия. Для ирригационных мероприятий и для обводнения сельскохозяйственных территорий в качестве альтернативных могут рассматриваться простые водозаборные плотины или одноцелевые ирригационные гидроузлы 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 ирригационных мероприятий в некоторых случаях можно производить сравнение с вариантами орошения старопахотных земель или новых целинных земель.

Для мероприятий по обводнению пастбищ в качестве альтернативы могут рассматриваться варианты обводнений за счет использования подземных вод или обводнения пастбищ в других районах.

Борьба с наводнениями. Если гидроузел выполняет функцию борьбы с наводнениями, в качестве альтернативы должны 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.

Рыбное хозяйство. Существуют две формы воздействия водохозяйственного строительства на условия воспроизводства рыбных за-

пасов. Первая состоит в негативном воздействии плотин на условия воспроизводства рыбных запасов речного бассейна (см. § 22.7). Соответствующие затраты по компенсации наносимого ущерба учитываются при определении гл. 13 раздела «А» сметы гидроузла (см. § 19.6). 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, опреснение морской 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 альтернативы 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, в качестве альтернативы могут рассматриваться мероприятия по внедрению водооборотных систем водоснабжения, внедрению 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 в 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.

19.8. ТОПЛИВНЫЙ ЭФФЕКТ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС И ЗАМЫКАЮЩИЕ ЗАТРАТЫ НА ТОПЛИВО

При сравнении ГЭС с заменяемой ТЭС *топливный эффект* проектируемой ГЭС определяется как разность расхода топлива в энергосистеме при сооружении заменяемой ТЭС и проектируемой ГЭС.

Топливный эффект ГЭС определяется не по одному году, а за достаточно длительный период эксплуатации для средних по выработе энергии условий.

Расчеты суточной экономии топлива при вводе ГЭС, основанные на методе относительных приростов (ОП) расхода топлива, состоят в следующем.

1. Годовой цикл разбивается на периоды, имеющие характерные, поддающиеся осреднению режимы электропотребления и работы электростанций системы. Количество этих периодов зависит от требуемой точности и режимных особенностей системы. В среднем в году выделяется 3—6 сезонов, имеющих близкие характеристики электропотребления системы и энергоотдачи ГЭС.

2. Для каждого выделенного сезона выбирается расчетный график нагрузки нормальных рабочих суток недели (об учете недельной неравномерности см. ниже) с максимумом, равным среднеарифметическому значению месячных максимумов сезона, и средним значением плотности и конфигурации.

3. Построению рабочих характеристик ОП вращающегося оборудования системы для расчетных суток в каждом варианте должно предшествовать определение средних для сезона: установленной мощности ТЭС и энергосистемы, мощности и состава энергооборудования, находящегося в плановом ремонте (по годовому балансу мощностей), располагаемой мощности и состава энергетического оборудования, которое может быть использовано для покрытия нагрузок и резерва, математического ожидания мощности аварийного простоя, вращающихся мощностей и состава оборудования (за вычетом холодного резерва). Затем строятся расчетные суммарные характеристики ОП брутто ТЭС энергосистемы.

4. Суточная выработка энергии ГЭС определяется как среднеарифметическая за рассматриваемый сезон (по году средней водности) без учета возможного недельного регулирования.

5. Расчетная рабочая мощность ГЭС равна располагаемой мощности за вычетом размещенного на ГЭС аварийного и вращающегося (нагрузочного) резервов.

Для упрощения расчетов по построению характеристик ОП ТЭС на перспективу можно осреднить характеристики однотипного оборудования, работающего на жидком и газообразном топливе и на угле, поскольку они весьма близки друг к другу.

При этом отпадает необходимость определения конкретного вида топлива для каждой ТЭС. Целесообразно также осреднить достаточно близкие между собой характеристики агрегатов разной мощности при близких параметрах пара.

Учитывая, что графики нагрузки и балансы мощностей системы при проектировании строятся с включением нагрузок собственных нужд электростанций (а также потерь в ВЛ), целесообразно проводить все расчеты только по характеристикам ОП «брутто», т. е. с включением собственных нужд.

При переходе от суточной экономии топлива к годовой необходимо учитывать недельную неравномерность электропотребления и энергоотдачи ГЭС, которые приводят к существенному повышению топливного эффекта ГЭС.

Проведение серии специальных расчетов позволило обобщить влияние недельной неравномерности электропотребления на топливный эффект гидроэлектростанций.

Таким образом, годовая экономия топлива будет определяться произведением

$$B_{\text{год}} = \beta \sum_{i=1}^{n} \Delta B_i t_i, \qquad (19.17)$$

где ΔB_i — топливный эффект ГЭС за расчетные максимальные сутки недели; n — число периодов (сезонов); β — коэффициент, учитывающий недельную неравномерность и регулирование (колеблется в пределах 1,05—1,15); t_i — число суток периода.

При наличии в системе 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 системы. Экономия топлива в системе в результате включения в нее ГЭС с течением времени увеличивается. Это объясняется влиянием ряда факторов: улучшением с годами структуры ТЭС энергосистемы (из-за ввода более экономичных ТЭС снижается удельный вес малоэкономичных агрегатов), разуплот-

нением суточных графиков нагрузки, возрастанием неравномерности электропотребления, снижением во многих энергосистемах удельного веса ГЭС.

Определение топливного эффекта ГЭС по методу ОП дает достаточно точные результаты. В то же время недостатками метода ОП являются его трудоемкость и

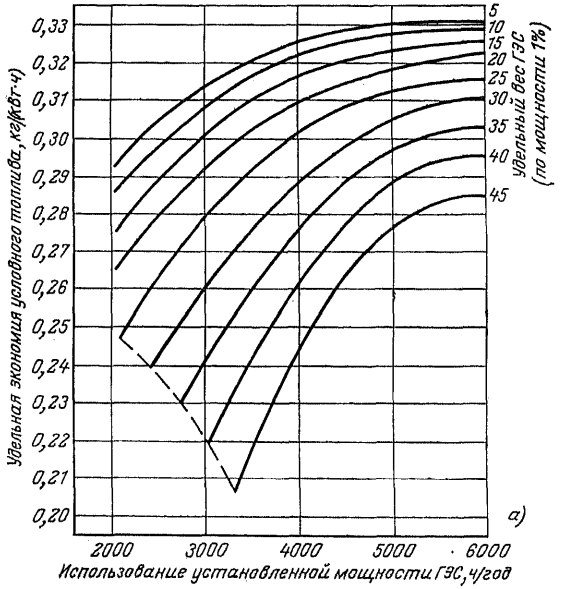
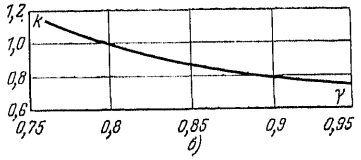


Рис. 19.2. Номограмма по определению топливного эффекта ГЭС по сравнению с базисной КЭС.



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 системы, плотность су-

точных 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.

Для определения топливного эффекта ГЭС можно пользоваться предварительно построенными для каждой энергосистемы номограммами, значительно экономящими время и дающими вполне удовлетворительные результаты. В этих графиках учитываются основные влияющие факторы в реально возможных диапазонах их изменений.

На рис. 19.2,*а* приведена номограмма для одной из энергосистем СССР по определению топливного эффекта ГЭС по сравнению с базисной КЭС с агрегатами К-300. Кривые удельных экономий имеют ограничения слева в области малых чисел часов использования ГЭС. Эти ограничения показывают минимально возможные при разных удельных весах значения годового использования мощности ГЭС при предельно верхнем размещении ее энергии в суточных графиках нагрузки. Описанные номограммы по определению топливного эффекта построены для некоторых предварительно принятых суточных графиков нагрузки.

Для учета отклонений реальных графиков нагрузки от принятых при построении номограмм рекомендуется пользоваться поправочным коэффициентом k (рис. 19.2,*б*). Поправочный коэффициент k для определения топливного эффекта ГЭС дается в зависимости от плотности только зимнего суточного графика нагрузки γ. Это объясняется тем, что изменение плотности зимних графиков нагрузки, как правило, достаточно строго увязывается с соответствующим изменением плотности графиков нагрузки в другие сезоны. Приведенные поправочные коэффициенты построены для 2000 ч использования мощности ГЭС. Для большего числа часов использования влияние плотности графиков нагрузки будет меньшим.

Поправка на плотность зимнего суточного графика нагрузки

Число часов использования мощности ГЭС	Формула поправки
2000	$\alpha = k$
2500	$\alpha = 0,1 + 0,9\,k$
3000	$\alpha = 0,2 + 0,8\,k$

3500 . . . . . $\alpha = 0{,}3 + 0{,}7k$
4000 . . . . . $\alpha = 0{,}4 + 0{,}6k$
4500 . . . . . $\alpha = 0{,}5 + 0{,}5k$
5000 . . . . . $\alpha = 0{,}6 + 0{,}4k$
5500 . . . . . $\alpha = 0{,}7 + 0{,}3k$
6000 . . . . . $\alpha = 0{,}8 + 0{,}2k$

Экономия топлива, обеспечиваемая ГЭС, в денежном выражении является произведением экономии топлива в натуральном выражении и замыкающих затрат на топливо.

Замыкающие затраты на топливо, дифференцированные по отдельным районам страны, представляют собой систему взаимосвязанных удельных экономических показателей, характеризующих экономическую оценку расходов по народному хозяйству для обеспечения дополнительной потребности в различных видах топлива и энергии по районам страны. Эти удельные показатели 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 дешевым и более дорогие природные источники энергии. Затратами на эти последние и оцениваются народнохозяйственные последствия изменений потребности в энергетических ресурсах, равно как и величины их добычи или производства.

Выполнять замыкающие функции могут только те источники, у которых на данном этапе технически возможные размеры добычи превышают требуемый уровень их использования в оптимизированном топливно-энергетическом балансе и 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 замыкаю-

щим 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.

В районах Сибири замыкающим будем канско-ачинский бурый уголь. При определении эффективности пиковых ГЭС и ГАЭС в европейской части СССР, заменяющих газотурбинные установки (ГТУ), должны использоваться замыкающие затраты по топливу, используемому газотурбинными электростанциями.

При определении эффективности полупиковых ГЭС в европейской части СССР, заменяющих полупиковые ГРЭС на твердом топливе, должны использоваться замыкающие затраты на энергетический уголь.

Замыкающие затраты на уголь на перспективу в европейских районах страны определяются затратами на добычу донецкого угля с увеличением или уменьшением их на транспортные затраты в соответствии с оптимальной схемой перевозок в пределах европейских районов.

19.9. ЗАТРАТЫ НА ПРИВЛЕЧЕНИЕ РАБОЧЕЙ СИЛЫ

Действующая «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений» исходит из учета затрат прежде всего в 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 учиты-

ваются в общей потребности капитальных вложений в связи с намечаемым строительством».

При экономическом обосновании гидроэнергетических объектов необходимо осуществлять подсчет потребных трудовых ресурсов как для гидроэнергетического, так и для заменяемого теплоэнергетического варианта.

Суммарные трудовые ресурсы $P_{\text{гэс}t}$, 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 $P_{\text{тэс}t}$, потребные для заменяемого теплоэнергетического варианта, в общем виде для года t можно определить как сумму 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 специальной инфраструктуры (строительство и эксплуатация жилых зданий, школ, больниц, детских и культурно-просветительных учреждений и зданий коммунального хозяйства) [1];

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. § 19.6).

Для расчета капиталовложений в социальную инфраструктуру, приходящихся на одного работающего $k_{\text{соц}}$ рекомендуется формула

$$k_{\text{соц}} = \frac{c\mu k_1 k_2}{k_3 k_4}, \tag{19.18}$$

где c — стоимость 1 м² жилой площади в базовом районе (Московская обл.), руб.; μ — норматив по обеспечению жилой площадью, м²/чел.; k_1 — коэффициент, характеризующий региональное удорожание строительства в соответствующем районе по сравнению с ба-

[1] 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.

зовым 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.

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 относительно большая доля жизненного времени проводится внутри помещения. Учитывая природно-климатические условия Крайнего Севера и других районов нового освоения, коэффициент k_2 составит около 1,15.

Капиталовложения в создание специальной инфраструктуры состоят из трех составляющих: капиталовложений в жилые здания, капиталовложений в учреждения культурно-бытового обслуживания и капиталовложений в 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), по отчетным данным, для районов нового освоения составляет 0,42—0,47. С учетом неизбежного процесса опережающего развития сферы обслуживания в районах

Таблица 19.4

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	34,0	2,4	2,5	38,9	29,0	4,1	0,4	4,5	3,3
Центральная Сибирь и зона БАМа	23,0	1,6	1,7	26,3	16,0	2,8	0,3	3,1	1,9
Базисный	10,0	—	—	10,0	—	1,2	—	1,2	—

нового освоения коэффициент k_4 на перспективу может приниматься 0,4.

Капиталовложения на создание социальной инфраструктуры $к_{соц}$, определенные по формуле (19.18), и капиталовложения на создание социальной инфраструктуры в базисном районе $к_{соц.баз}$ представлены в табл. 19.4.

Издержки по созданию социальной инфраструктуры $и_{соц}$ составляют около 12% капиталовложений в социальную инфраструктуру.

Следует иметь в виду, что если по экономическим и социальным условиям обоснованно применение вахтенного 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 сравнению с базовым районом вызываются дополнительными расходами по доставке товаров потребления и их хранению, убытками, связанными с организацией местной продовольственной базы, и т. д.

Затраты, связанные с повышенными расходами по содержанию трудящихся в районах нового освоения, $к_{сод}$ и $и_{сод}$ приведены в табл. 19.4.

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

$$к_{пер} = \frac{в + п + о}{\alpha_{приж}}, \qquad (19.19)$$

где $в$ — стоимость проезда одного трудящегося и членов его семьи до работы (стоимость проезда, провоза багажа и суточные); $п$ — единовременное денежное пособие; $о$ — капиталовложения по службам оргнабора, приходящиеся на одного переселенца; $\alpha_{приж}$ — коэффициент приживаемости мигрантов.

Капиталовложения, связанные с затратами на переселение трудящихся, приведены в табл. 19.4. 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 районах нового освоения по сравнению с базисными районами $к_{привл}$ 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 $к_{привл}$ и $и_{привл}$ могут быть определены по формулам

$$к_{привл} = к_{соц} + к_{сод} + к_{пер} - к_{соц.баз}; \qquad (19.20)$$

$$и_{привл} = и_{соц} + и_{сод} - и_{соц.баз}. \qquad (19.21)$$

Определение капитальных и ежегодных затрат, связанных с привлечением рабочей силы в районы нового освоения, в гидроэнергетическом варианте в год t должно производиться по формулам

$$K_{\text{гэс}t}=\Delta P_{\text{гэс}t}\kappa_{\text{привл}}; \quad (19.22)$$

$$И_{\text{гэс}t}=\Delta P_{\text{гэс}t}и_{\text{привл}}, \quad (19.23)$$

где $\Delta P_{\text{гэс}t}$ — 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

$$K_{\text{тэс}t}=\Delta P_{\text{тэс}t}\kappa_{\text{привл}}; \quad (19.24)$$

$$И_{\text{тэс}t}=\Delta P_{\text{тэс}t}и_{\text{привл}}, \quad (19.25)$$

где $\Delta P_{\text{тэс}t}$ — прирост суммарных трудовых ресурсов, потребных для теплоэнергетического варианта в год, по сравнению с годом $(t—1)$.

При определении экономической эффективности проектируемой ГЭС затраты, подсчитанные по (19.22)—(19.25), добавляются к затратам в промышленное строительство.

19.10. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ГАЭС

Методика определения экономической эффективности ГАЭС характеризуется двумя особенностями по сравнению с определением эффективности обычных ГЭС.

Первая особенность заключается в том, что при оценке топливного эффекта ГАЭС должна учитываться не только экономия топлива, обеспечиваемая работой ГАЭС в генераторном режиме (разряд ГАЭС), но и затраты на топливо вследствие увеличения выработки электроэнергии на электростанциях, обеспечивающих работу ГАЭС в насосном режиме (заряд ГАЭС).

Затраты на топливо на заряд ГАЭС подсчитываются исходя из догрузки тепловых мощностей, работающих ночью с пониженной нагрузкой. При этом дополнительный расход топлива на каждый 1 кВт·ч энергии, необходимый для заряда ГАЭС, при догрузке конденсационных агрегатов ТЭС составляет 0,25—0,27 кг условного топлива. Таким образом, заряд ГАЭС производится при сравнительно низких относительных приростах расхода топлива.

Если учесть, что к. п. д. ГАЭС равен приблизительно 0,7, т. е. для производства 1 кВт·ч энергии в часы пик на ГАЭС необходимо потратить примерно 1,4 кВт·ч в ночной период, то 1 кВт·ч, вырабатываемый ГАЭС в часы пик, будет обходиться в энергосистеме в 0,35—

0,40 кг условного топлива при заряде от конденсационных электростанций.

Таким образом, ввод ГАЭС в энергосистему приводит к экономии условного топлива (по сравнению с ГТУ, имеющими удельный расход условного топлива 0,46—0,50) в среднем 0,1 кг/(кВт·ч).

Вторая особенность заключается в том, что ГАЭС существенно уменьшает трудности в эксплуатации теплосилового оборудования энергосистем при прохождении ночного провала графиков нагрузки и увеличивает маневренность энергосистем, что повышает надежность и качество энергоснабжения.

Экономическую оценку маневренных преимуществ ГАЭС можно проводить на основе сравнения затрат по энергосистеме в варианте ее развития с ГАЭС и заменяемыми электростанциями. При невозможности проведения детальных расчетов по сравниваемым вариантам развития энергосистем допускается добавлять к заменяемому варианту или вычитать из варианта ГАЭС приведенные затраты в размере 6,0 руб/год на кВт насосной мощности.

Эти приведенные затраты получены на основе экономического анализа эксплуатационных затрат по ряду конденсационных энергоблоков, используемых в переменном режиме работы; дополнительные затраты по сравнению с нормальным режимом эксплуатации вызываются необходимостью ремонта оборудования, выходящего из строя непосредственно во время каждой остановки (пуска) и ремонта, обусловленного снижением прочностных качеств оборудования от часто изменяющегося температурного состояния металла (малоцикловая усталость); увеличением простоев оборудования в капитальном и аварийном ремонтах; увеличением износа (амортизации) оборудования.

19.11. 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.

Отрасли народного хозяйства, получающие экономический эффект от сооружения гидроузла, должны участвовать в затратах на его строительство и эксплуатацию.

Распределению подлежит только комплексная часть капиталовложений и издержек по гидроузлу. Капиталовложения и издержки по отраслевым и сопутствующим сооружениям и мероприятиям целиком относятся на соответствующие отрасли.

Для распределения затрат ВХК между участниками комплекса в настоящее время применяются следующие основные методические положения.

Если приведенные затраты по ВХК близки к приведенным затратам по заменяемому варианту, то рекомендуется использовать метод, обеспечивающий одинаковую сравнительную эффективность для всех участников комплекса ($E_{гуi}=E_{гу}$) при одинаковой норме w ежегодных издержек по отношению к капитальным вложениям. Рекомендуются следующие формулы:

$$E_{гуi}=\frac{\bar{И}_{замi}-\bar{И}_{гуi}-\bar{И}_i}{\bar{К}_{гуi}+\bar{К}_i-\bar{К}_{замi}}=E_{гу}; \qquad (19.26)$$

$$\bar{И}_{гуi}=w\bar{К}_{гуi}; \qquad (19.27)$$

$$w=\frac{\bar{И}_{гу}}{\bar{К}_{гу}}, \qquad (19.28)$$

где $\bar{К}_{гу}$, $\bar{И}_{гу}$ — капитальные вложения и ежегодные издержки по гидроузлу, подсчитанные с учетом фактора времени; $\bar{К}_i$, $\bar{И}_i$ — сопутствующие капитальные вложения и ежегодные издержки участника i, подсчитанные с учетом фактора времени; $\bar{К}_{замi}$, $\bar{И}_{замi}$ — капитальные вложения и ежегодные издержки по заменяемым мероприятиям участника i, подсчитанные с учетом фактора времени.

Капиталовложения по комплексному гидроузлу, относимые на участника i, определяются по формуле

$$\bar{К}_{гуi}=\frac{E_{гу}(\bar{К}_{замi}-\bar{К}_i)+\bar{И}_{замi}-\bar{И}_i}{E_{гу}+w}. \qquad (19.29)$$

Если приведенные затраты по ВХК существенно ниже приведенных затрат по заменяемому варианту, то распределение затрат рекомендуется производить по ме-

тоду, 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 w:

$$\alpha = \frac{E_н (\bar{K}_{гуi} + \bar{K}_i) + \bar{И}_{гуi} + \bar{И}_i}{E_н \bar{K}_{замi}}. \qquad (19.30)$$

Капиталовложения, относимые на участника i, определяются по формуле

$$\bar{K}_{гуi} = \frac{\alpha (E_н \bar{K}_{замi} + \bar{И}_{замi}) - E_н \bar{K}_i - \bar{И}_i}{E_н + w}. \qquad (19.31)$$

При отсутствии данных по заменяемым мероприятиям распределение затрат между компонентами ВХК рекомендуется осуществлять по методу, обеспечивающему одинаковую общую эффективность для каждого участника ВХК ($Э^{гу}_{к.п} = Э^{гуi}_{к.п}$) при одинаковой норме ежегодных издержек для каждого участника комплекса w:

$$Э^{гу}_{к.п} = \frac{\bar{Ц}_i - \bar{Ц}_{гуi} - \bar{И}_i}{\bar{K}_{гуi} + \bar{K}_i}, \qquad (19.32)$$

где $\bar{Ц}_i$ — стоимость годового выпуска продукции компонента в оптовых ценах с учетом фактора времени. При этом капиталовложения, относимые на участника i, определяются по формуле

$$\bar{K}_{гуi} = \frac{\bar{Ц}_i - \bar{И}_i - Э^{гу}_{к.п} \bar{K}_i}{Э^{г.у}_{к.п} + w}. \qquad (19.33)$$

При распределении текущих затрат отраслевые ежегодные издержки должны относиться на соответствующие отрасли ВХК.

Капиталовложения и ежегодные издержки, относимые на i-го компонента водохозяйственного комплекса, по формулам (19.26)—(19.33), определяются с учетом фактора времени. Фактические капиталовложения, относимые на каждого участника, определяются пропорционально соотношению

$$x = \frac{K_{гу}}{\bar{K}_{гу}}. \qquad (19.34)$$

Фактические ежегодные издержки, относимые на каждого участника, определяются пропорционально со-

отношению

$$y = \frac{И_{гу}}{\overline{И}_{гу}}. \qquad (19.35)$$

Таким образом, в результате распределения капиталовложений и издержек на каждого из участников (компонентов) должны быть соответственно отнесены: полные капиталовложения и издержки по соответствующим сооружениям и мероприятиям; полные капиталовложения и издержки по отраслевым сооружениям и элементам гидроузла и часть комплексных капиталовложений и издержек, полученных в результате распределения.

Глава двадцатая

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

20.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

К основным параметрам гидроэнергетической установки, которые обосновываются в процессе проектирования, относятся: отметка НПУ, полезный объем и глубина сработки водохранилища, установленная мощность, обеспеченность энергоотдачи, параметры основного силового 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. Экономические показатели — капитальные вложения и издержки — отражают единовременные и текущие затраты, необходимые для сооружения и эксплуатации объекта.

Выбор оптимального значения любого параметра производится в результате сравнения вариантов на основе технико-экономических расчетов и всестороннего анализа факторов, не поддающихся экономическим оценкам. Основным расчетным методом, используемым при выборе параметров ГЭС, является метод сравнительной экономической эффективности.

Критерием 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. Таким образом, 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. Например, для энергетического гидроузла, проектируемого не в каскаде, целевая функция представляет собой суммарные приведенные затраты по энергосистеме с включением в нее данной ГЭС или другой заменяющей электростанции.

При выполнении расчетов должен обеспечиваться 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 системе должны быть оптимальными. Варианты, отличающиеся друг от друга параметрами проектируемого объекта, должны приводиться к одинаковому энергетическому эффекту.

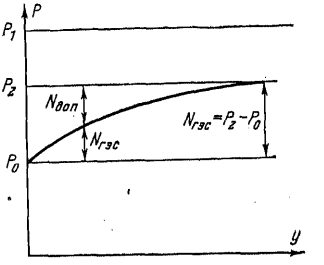


Рис. 20.1. Схема покрытия нагрузки системы при изменении параметра.

Так, если обозначить нагрузку системы на современном уровне, покрываемую действующими электростанциями, P_0, а нагрузку на перспективном расчетном уровне P_1, то в общем случае покрытие этого приращения нагрузки в зависимости от параметра ГЭС (например, установленная мощность ГЭС) можно представить кривой на рис. 20.1.

В общем случае часть прироста нагрузки может быть покрыта проектируемой ГЭС, а остальная часть — другими проектируемыми электростанциями системы, в том числе электростанциями, замыкающими энергетический баланс системы. Эти электростанции в сопоставительных расчетах используются в качестве объектов, заменяемых ГЭС.

Чем меньше значение параметра y, тем больше должна быть дополняющая мощность замыкающих (заменяемых) электростанций системы. 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

$P_2—P_0$. Аналогичное можно проследить и для производства электроэнергии.

Такое выравнивание вариантов по энергоотдаче за счет добавления к проектируемой ГЭС мощности и выработки дополняющих (заменяемых) электростанций носит название приведения вариантов к одинаковому энергетическому эффекту. Оно является основным условием сопоставимости вариантов при выборе параметров методом сравнительной эффективности.

Каждому сочетанию мощностей и электроэнергии соответствуют суммарные затраты по системе

$$З_{сi}=З_{гэсi}+З_{допi}, \qquad (20.1)$$

где $З_{гэсi}$ — затраты по варианту «i» проектируемой ГЭС; $З_{допi}$ — затраты по дополняющей мощности и энергии в варианте «i».

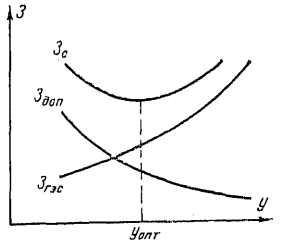


Рис. 20.2. Схема выбора оптимального параметра ГЭС по минимуму затрат в системе.

По мере повышения параметра ГЭС первое слагаемое будет расти, а второе — уменьшаться. Оптимальным будет параметр ГЭС y, при котором целевая функция — сумма затрат по системе — будет минимальной (рис. 20.2).

Часто кривая $З_с=f(y)$ имеет весьма пологую зону минимальных значений суммарных затрат, что затрудняет выявление оптимального варианта. Поэтому практически более удобно пользоваться в расчетах не полной суммой затрат, а их приращением. Если продифференцировать выражение (20.1) по параметру y, то минимум затрат будет при условиях

$$\frac{dЗ_{гэс}}{dy}+\frac{dЗ_{доп}}{dy}=0 \text{ и } \frac{d^2З_с}{dy^2}>0.$$

Второе условие практически всегда выполняется. При малых конечных приращениях затрат и замене индекса «доп» на «зам» получим:

$$\Delta З_{гэс}\approx\Delta З_{зам}. \qquad (20.2)$$

Таким образом, оптимальным будет значение параметра, при переходе к которому от его предыдущего значения приращение затрат по ГЭС $\Delta З_{гэс}$ практически

будет равно снижению затрат по заменяемому варианту $\Delta З_{зам}$.

Общий критерий — минимум затрат по системе — можно представить и через срок окупаемости дополнительных капиталовложений τ.

Выразим правую и левую части (20.2) через составляющие затрат:

$$E_н \Delta \bar{К}_{гэс} + \Delta \bar{И}_{гэс} \approx E_н \Delta \bar{К}_{зам} + \Delta \bar{И}_{зам}.$$

Заменив $E_н = 1/\tau_н$, получим:

$$\frac{\Delta \bar{К}_{гэс} - \Delta \bar{К}_{зам}}{\Delta \bar{И}_{зам} - \Delta \bar{И}_{гэс}} \approx \tau_н. \qquad (20.3)$$

Левая часть этого выражения представляет собой фактический срок окупаемости дополнительных капиталовложений при повышении параметра ГЭС $\tau_д$.

Таким образом, оптимальным будет параметр y, при переходе к которому от предыдущего меньшего значения срок окупаемости дополнительного приращения капиталовложений по сравнению с приращением капиталовложений в заменяемый вариант практически будет равен нормативному: $\tau_д \approx \tau_н$.

Итак, все три выражения (20.1)—(20.3) равноценны и являются различными только по форме выражения единого экономического критерия — минимума затрат в энергосистеме.

Формулы (20.1)—(20.3) используются при оптимизации 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 при этом 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 системе возрастающие при снижении параметров сооружений потери должны компенсироваться дополнительной выработкой замыкающих (заменяемых) электростанций.

Тогда затраты варианта «i» в энергосистеме можно представить в виде суммы

$$З_{сi}=З_{гэсi}+З^{э}_{с}\Delta Э_i, \qquad (20.4)$$

где $З_{гэсi}$ — изменяющаяся часть затрат по ГЭС, зависящая от параметра сооружения; $\Delta Э_i$ — изменение потерь энергии; $З^{э}_{с}$ — удельные затраты на дополнительный киловатт-час электроэнергии на заменяемых электростанциях системы.

Оптимальным будет вариант параметра, которому соответствует минимальное значение выражения (20.4).

Для выполнения описанных выше оптимизационных расчетов необходима предварительная подготовка исходных данных. Такими данными, как видно из (20.1)—(20.4), являются 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. § 19.6). Приращения капиталовложений определяются либо косвенно, как разность между полными капиталовложениями запроектированных вариантов, либо прямым счетом.

Для использования первого пути удобным является графическое представление зависимостей между экономическими показателями и искомыми параметрами гидроузла, например между K, $И$ и $N_{уст.гэс}$, НПУ. Это сокращает объем расчетов и дает возможность получить экономические показатели для любого промежуточного значения параметра, для которого не производились проработки и 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.

Далее прямым счетом определяются дополнительные капитальные вложения по 2-й главе раздела «А» сметы. Для получения полного приращения капиталовложений следует также учесть приращения их по остальным главам сметы (определяются косвенно в процентах стоимости строительно-монтажных работ по 2-й главе) и другие надбавки — на неполноту номенклатуры строительных работ, на неучтенные работы и пр.

Издержки по гидроузлу в процессе проектирования, как было показано в § 19.6, определяются как сумма амортизационных отчислений и эксплуатационных расходов.

При определении приращения издержек нельзя забывать о том, 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 (конденсационные и газотурбинные электростанции) 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. § 19.6). Ориентировочно можно принять постоянную составляющую издержек равной 0,10—0,11 ее капиталовложений.

Наиболее сложным является определение топливной составляющей затрат заменяемого варианта. Она представляет собой произведение топливного эффекта на удельные замыкающие затраты на топливо (см. § 19.8). 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 системе, 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 системе) может как увеличиваться, так и уменьшаться. В последнем случае приращение топливного эффекта будет отрицательным.

При выборе оптимальных параметров водопроводящих сооружений и использовании выражения (20.4) в качестве удельного показателя затрат на электроэнергию в системе $з^{э}_{с}$ 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.

Все приведенные выше методические положения относятся непосредственно к выбору какого-либо одного параметра гидроэлектростанций. Практически при проектировании ГЭС приходится обосновывать одновременно все основные параметры, причем все они взаимно связаны.

Из-за сложности этой задачи решение ведется обычно 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 выше 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 эта-

пе является обеспечение сопоставимости вариантов для обоснования остальных параметров.

В результате выполняемых водноэнергетических и технико-экономических расчетов выявляются зависимости $Э_{гэс}$, $N_{гар.гэс}$, $N_{уст.гэс}$ от УМО при различных вариантах отметки НПУ, а также зависимости соответствующих экономических показателей.

Используя эти производственные функции по описанной выше схеме (20.1—20.3), производится обоснование 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 динамики развития энергосистемы и т. д.

20.2. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям (подробнее о балансе мощности см. § 11.3) можно представить в виде суммы

$$N_{уст.гэс}=N_{раб.гэс}+N_{рез.гэс}, \qquad (20.5)$$

где $N_{раб.гэс}$ — рабочая мощность ГЭС, участвующая вместе с другими электростанциями в покрытии нагрузки системы; $N_{рез.гэс}$ — 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 системе.

При проектировании составляющие определяются по участию ГЭС в балансе мощностей энергосистемы в наиболее напряженный для системы период в условиях маловодного года расчетной обеспеченности.

Установленную мощность ГЭС можно представить также в виде суммы вытесняющей $N_{выт.гэс}$ и дублирующей $N_{дубл.гэс}$ мощностей:

$$N_{уст.гэс}=N_{выт.гэс}+N_{дубл.гэс}.$$

Основанием для такого разделения является фактор взаимозаменяемости ГЭС и других электростанций энергосистемы. Вытесняющей мощностью 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 установленная мощность ГЭС не заменяет мощности других электростанций системы. 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. Если установить на таких ГЭС дублирующую мощность, то она будет использоваться в период повышенной водности и за счет соответствующего снижения нагрузки на ТЭС будет экономить топливо в системе.

Основной составляющей установленной мощности ГЭС является вытесняющая мощность. Она определяет собой мощностной эффект ГЭС в энергосистеме. Вытесняющая мощность ГЭС состоит из вытесняющей рабочей и резервной мощностей:

$$N_{\text{выт.гэс}} = N_{\text{выт.раб.гэс}} + N_{\text{рез.гэс}}.$$

Вытесняющая рабочая мощность определяется по данным годового баланса рабочих мощностей системы. Она представляет собой разность между максимальной потребностью в рабочих мощностях других электростанций системы в двух вариантах: 1-й — без ввода проектируемой ГЭС и 2-й — с учетом ее ввода.

В первом варианте для нормальной работы системы в течение всего года требуется суммарная максимальная рабочая мощность электростанций, равная максимальной нагрузке системы:

$$\sum_{j=1}^{n} N_{\text{раб}j1}^{\text{макс.ст}} = P_{\text{с}}^{\text{макс}}.$$

Во втором варианте максимальная рабочая мощность, требуемая от других электростанций системы, будет меньше:

$$\sum_{j=1}^{n} N_{\text{раб}j2}^{\text{макс.ст}} < \sum_{j=1}^{n} N_{\text{раб}j1}^{\text{макс.ст}}.$$

Это снижение и определяет вытесняющую мощность ГЭС:

$$N_{\text{выт. раб.гэс}} = \sum_{j=1}^{n} N_{\text{раб}j1}^{\text{макс.ст}} - \sum_{j=1}^{n} N_{\text{раб}j2}^{\text{макс.ст}}.$$

Полную вытесняющую мощность ГЭС на данном расчетном уровне можно получить, если к $N_{\text{выт.раб.гэс}}$ 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 при ГЭС нет водохранилища, обеспечивающего 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 использования водохранилища. Поскольку в большинстве случаев удельные капиталовложения и издержки на дополнительный киловатт мощности гидроэлектростанции меньше, чем для заменяемых КЭС, целесообразным оказывается повышать вытесняющую мощность до ее максимального значения, а установленную мощность ГЭС — до размера максимального вытеснения. 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 $N_{\text{выт.гэс}}$. Вместе с тем, чем выше, а следовательно, и отдаленнее по времени принимается расчетный уровень нагрузки системы, тем длительнее оказывается период, в течение которого последние смонтированные на ГЭС агрегаты не смогут быть использованы в системе, 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 момента монтажа до полного использования в системе будет экономически оправдан.

Факторы, влияющие на размер установленной мощности проектируемой ГЭС, условно можно разделить на три группы:

1. Факторы природные: гидрологические, топографические и геологические условия; степень регулирования стока; экономические по-

казатели, прежде всего удельные капиталовложения на дополнительный киловатт мощности.

2. Факторы системные: масштабы энергосистемы и предполагаемые темпы ее развития; режим электропотребления; современная структура генерирующих мощностей и предполагаемые направления 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. Однако здесь будет рассматриваться выбор оптимальной установленной мощности при выбранных или предварительно заданных других параметрах. Изменения установленной мощности

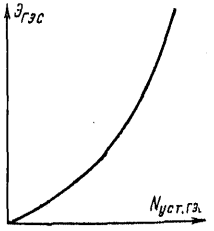


Рис. 20.3. Зависимость среднемноголетней выработки ГЭС от ее установленной мощности.

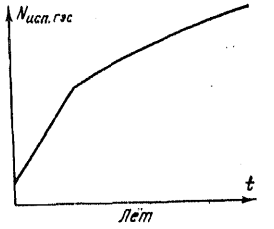


Рис. 20.4. График нарастания во времени используемой мощности ГЭС.

в этих условиях связаны с изменениями режима использования ГЭС в системе и с динамикой развития системы во времени. Отсутствие выражаемых аналитически зависимостей между основными переменными не дает возможности использовать классические методы функционального анализа для непосредственного (прямого) определения оптимального значения $N_{уст.гэс}$. Поэтому задача эта решается на основе вариантного сопоставления. Выбор оптимального варианта производится в результате технико-экономических расчетов. Им предшествуют обширные водноэнергетические, энергоэкономические и сметно-финансовые расчеты, целью которых

является получение так называемых производственных функций.

Так, в результате водноэнергетических и энергоэкономических расчетов должны быть получены гарантированные мощности, варианты вытесняющей и установленной мощностей для нескольких расчетных уровней нагрузки, а также зависимости $Э_{гэс}=f(N_{уст.гэс})$ и $N_{исп.гэс}=f(t)$, где $N_{исп.гэс}$ — используемая мощность ГЭС в системе.

Первая зависимость (рис. 20.3) 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 функция (рис. 20.4) получается 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 системе 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 практически темпами ввода мощности на ГЭС. В дальнейшем интенсивность освоения мощности определяется темпами прироста пиковой нагрузки в системе.

В результате сметно-финансовых расчетов определяется часть капиталовложений в оборудование с монтажом и сооружения, непосредственно зависящую 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 — это мощность одного или двух дополнительно устанавливаемых агрегатов. На рис. 20.5 изображена зависимость удельных капиталовложений на дополнительный киловатт мощности $к^{N}_{доп.гэс}=\Delta K/\Delta N$.

Характерным для ГЭС является соотношение $к^N_{доп.гэс} < к^N_{гэс}$ и $к^N_{доп.гэс} < к^N_{кэс}$, т. е. капиталовложения на дополнительный киловатт на ГЭС ниже таковых на основной киловатт и ниже, чем на 1 кВт мощности на КЭС. Это является существенной предпосылкой для обоснования размещения на ГЭС части резервных мощностей системы, а также части мощности, используемой в системе 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 проявляется это на низконапорных ГЭС. Здесь увели-

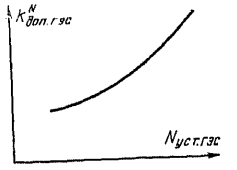


Рис. 20.5. Характер изменения удельных капитальных вложений на дополнительный 1 кВт мощности ГЭС в зависимости от увеличения мощности ГЭС.

чение мощности и, следовательно, максимального расхода приводит к подъему нижнего бьефа и снижению напора, а последнее приводит к снижению располагаемой мощности турбин $N_{расп.гэс}$. Поэтому установка n-й турбины 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 турбин по сравнению с установкой на ГЭС $n-1$ турбин.

На средненапорных и высоконапорных ГЭС увеличение $к^N_{доп.гэс}$ может происходить скачком в связи с изменением топографических и геологических условий размещения здания ГЭС, изменением параметров водопроводящих сооружений и пр. Существенное значение в повышении могут иметь затраты на линии электропередачи и подстанции. Таким образом, увеличение $к^N_{доп.гэс}$ может оказаться ограничивающим фактором при обосновании установленной мощности ГЭС.

Рассмотрим различные расчетные условия и последовательность расчета при выборе оптимальной установленной мощности, используя условие оптимальности (20.2)

$$\Delta З_{гэс} = \Delta З_{зам}.$$

Напишем более подробно левую часть уравнения — приращение затрат по ГЭС:

$$\Delta З_{гэс}=E_н к^N_{доп.гэс}\Delta N_{гэс}+\bar{и}^N_{гэс}\Delta N_{гэс}. \qquad (20.6)$$

Здесь $\bar{и}^N_{гэс}$ — удельные приведенные издержки по ГЭС.

Увеличение установленной мощности проектируемой ГЭС влечет за собой в общем случае уменьшение установленной мощности заменяющих (дополняющих) электростанций системы на $\Delta N_{зам}$, выработки электроэнергии — на $\Delta Э_{зам}$ и расхода топлива в системе — на $\Delta B_{эк}$. Этому будет соответствовать снижение затрат по заменяемым вариантам на $\Delta З_{зам}$:

$$\Delta З_{зам}=E_н к^N_{кэс}\Delta N_{зам}+\bar{и}^N_{кэс}\Delta N_{зам}+\Delta B_{эк} з_{топ}, \qquad (20.7)$$

где кроме приведенных выше обозначений $\bar{и}^N_{кэс}$ — удельная постоянная составляющая издержек на КЭС; $з_{топ}$ — удельные замыкающие затраты на топливо.

Введя коэффициент вытеснения гидроэлектростанцией мощности заменяемых электростанций системы $\alpha^N=N_{зам}/N_{гэс}$, получим:

$$\Delta З_{зам}=E_н к^N_{кэс}\Delta N_{гэс}\alpha^N+\bar{и}^N_{кэс}\Delta N_{гэс}\alpha^N+\Delta B_{эк} з_{топ}. \qquad (20.8)$$

Решение задачи обоснования установленной мощности сводится к сопоставлению (20.6) и (20.8). Целесообразность повышения $N_{уст.гэс}$ будет ограничиваться равенством (20.2).

При рассмотрении вариантов увеличения мощности могут иметь место три различных расчетных случая.

1. Прирост мощности $\Delta N_{гэс}$ представляет собой полноценную вытесняющую мощность. В этом случае $\alpha^N>1$ и приращение затрат по ГЭС и заменяемому варианту представлены формулами (20.6) и (20.8). Однако эти формулы соответствуют условиям, когда вводимая на ГЭС мощность осваивается энергосистемой в год ее ввода. Практически дело обстоит не так. Как показано на рис. 20.4, освоение отстает от ввода и происходит постепенно по мере роста системы. 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 системе. В расчетах это обстоятельство учитывается уменьшением приращения затрат по заменяемой мощности в $(1+E_{н.п})^t$ раз, где $E_{н.п}$ — коэффи-

циент приведения затрат по времени, равный 0,08, а t — срок, через который соответствующее приращение мощности будет полноценно использовано в системе.

Такой расчетный прием отражает тот факт, что заменяемая мощность вводится в систему 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 выработка электроэнергии ГЭС используется в системе, как правило, без задержки.

Таким образом, условие оптимальности повышения установленной мощности ГЭС с учетом сказанного можно записать следующим образом:

$$(E_{\text{н}}\kappa^N_{\text{доп.гэс}} + \bar{u}^N_{\text{гэс}})\,\Delta N_{\text{гэс}} = \frac{(E_{\text{н}}\kappa^N_{\text{кэс}}\,\alpha^N + \bar{u}^N_{\text{кэс}}\,\alpha^N)\,\Delta N_{\text{гэс}}}{(1+E_{\text{н.п}})^t} + \\ + \Delta B_{\text{эк}} з_{\text{топ}}. \qquad (20.9)$$

2. Прирост мощности $N_{\text{уст.гэс}}$ 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 ТЭС, уменьшаться их выработка и экономиться топливо. Поскольку в этом случае $\Delta N_{\text{гэс}}$ не будет вытеснять соответствующую заменяемую мощность, то $\Delta N_{\text{зам}}=0$ и $\alpha^N=0$. Тогда приращение затрат по заменяемому варианту будет:

$$\Delta З_{\text{зам}} = \Delta B_{\text{эк}} з_{\text{топ}} = \Delta З_{\text{топ}}. \qquad (20.10)$$

Таким образом, дополнительные затраты по ГЭС будут сопоставляться только с экономией затрат на топливо. Условие оптимальности (20.2) примет вид:

$$\Delta З_{\text{гэс}} = \Delta З_{\text{топ}}. \qquad (20.11)$$

Перепишем это выражение более подробно:

$$E_{\text{н}}\kappa^N_{\text{доп.гэс}}\Delta N_{\text{гэс}} + \bar{u}^N_{\text{гэс}}\Delta N_{\text{гэс}} = b_{\text{эк}}\Delta N_{\text{гэс}} h з_{\text{топ}},$$

где $b_{\text{эк}}$ — удельная экономия топлива на 1 кВт·ч дополнительной выработки энергии на ГЭС; h — годовое число часов использования дополнительной мощности гидростанции.

Разделим все члены уравнения на $\Delta N_{\text{гэс}}$ и решим его относительно h:

$$h_{\text{эк}} = \frac{E_{\text{н}}\kappa^N_{\text{доп.гэс}} + u^N_{\text{гэс}}}{b_{\text{эк}} з_{\text{топ}}}, \qquad (20.12)$$

где $h_{эк}$ — минимальное экономически оправданное годовое число часов использования дополнительной установленной мощности ГЭС.

Полученное по формуле 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 для упрощения, 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. 20.6). Там же приведена кривая продолжительности (обеспеченности) пиковых мощностей $N_{пик}$. Точка *1* соответствует максимальной пиковой мощности $N_{пик}$ при расчетной обеспеченности p. 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 $h_{эк}$ (20.12) окажется в этой зоне, то установка $N_{сез.гэс}$ возможна, а величина ее может быть получена, как показано на рис. 20.6.

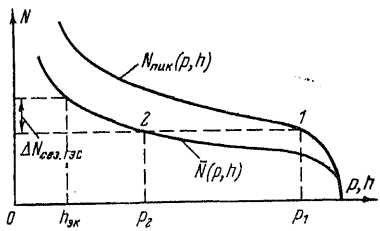


Рис. 20.6. К определению сезонной мощности ГЭС.

3. Этот расчетный случай характерен для энергосистем с малым сезонным снижением нагрузки, т. е. систем, в которых требуется установка специального резерва для вывода в плановый капитальный ремонт оборудования электростанций. Такой резерв предусматривается обычно на ТЭС и используется круглый год.

Рассмотрим на проектируемой для работы в такой системе ГЭС вариант увеличения ее мощности за счет

сезонной, используемой только в период повышенной водности. Это позволит на время использования сезонной мощности снизить рабочую мощность ТЭС, 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 ТЭС. Однако, если учесть, что время использования сезонной мощности ГЭС в среднем в течение года будет меньше, чем время использования ремонтного резерва ТЭС, то очевидно, что снижение мощности резерва будет меньше сезонной мощности, т. е. $\Delta N_{\text{рез.гэс}} < \Delta N_{\text{сез.гэс}}$. Это означает, что коэффициент вытеснения будет меньше единицы, т. е. $0 < \alpha^N < 1$.

При этом экономически оправданное годовое число часов использования сезонной мощности определится формулой

$$h_{\text{эк}} = \frac{E_{\text{н}} K^N_{\text{доп.гэс}} + \bar{u}^N_{\text{гэс}} - (E_{\text{н}} K^N_{\text{кэс}} + \bar{u}^N_{\text{кэс}})\,\alpha^N}{b_{\text{эк}} \mathfrak{z}_{\text{топ}}}, \qquad (20.13)$$

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 практически 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 обеспеченной мощности существующих, строящихся и проектируемых ГЭС и графикам нагрузки системы на разные расчетные уровни можно

получить суммарную пиковую мощность для разных расчетных уровней нагрузки ΣN_n. С учетом части резервной мощности системы получим суммарную вытесняющую 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 системе. Для этого предварительно для каждой ГЭС должны быть рассчитаны зависимости $\Delta з'_{гэс}=f(N_{уст.гэс})$, где $\Delta з'_{гэс}$ представляет собой удельные приведенные сопоставимые затраты на дополнительный киловатт мощности ГЭС, руб/(кВт·год):

$$\Delta з'_{гэс}=E_н\bar{к}^N_{доп.гэс}+\bar{и}^N_{гэс}-h_{доп}b_{эк}з_{топ}. \qquad (20.14)$$

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 формуле (20.14)]. 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. 20.7. Экономическим критерием является минимум затрат в системе, чему соответствует практически равенство дополнительных сопоставимых затрат:

$$\Delta з'_{гэс1}=\Delta з'_{гэс2}=\ \ldots\ =\Delta з'_{гэсl}, \qquad (20.15)$$

где 1, 2, 3, ..., l — порядковый номер ГЭС.

В зависимости от исходной обстановки может быть два случая ограничения предельной мощности ГЭС:

1) при наличии больших еще не использованных гидроресурсов и интенсивного строительства ГЭС ограничением предельной мощности по всей вероятности будет суммарная 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;

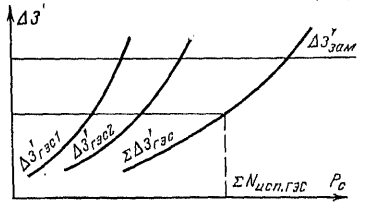


Рис. 20.7. К выбору установленной мощности группы ГЭС.

2) при исчерпании гидроресурсов или малом удельном весе ГЭС в системе предельная мощность может быть получена в результате сопоставления дополнительных сопоставимых затрат по ГЭС с такими же показателями по заменяемым КЭС. Распределение суммарной предельной мощности между отдельными ГЭС производится также по условию (20.15). Таким образом, в первую очередь увеличивается мощность ГЭС с наименьшим значением показателя $\Delta з_{гэс}$, что определяется как удельными капитальными вложениями на дополнительный киловатт мощности, так и числом часов использования этой дополнительной мощности.

20.3. 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 энергоотдачу и затраты проектируемой ГЭС. Существенное влияние может оказывать отметка НПУ данного гидроузла на параметры и энергоотдачу других гидроузлов на данном водотоке.

Поэтому именно отметка НПУ намечается и предварительно обосновывается на самом первом предпроектном этапе — при составлении схемы использования водотока, когда в результате технико-экономического сопо-

ставления 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 конкретного 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 электроотдачи при уменьшении напора и объема водохранилища или минимально допустимым уровнем для неэнергетических потребителей.

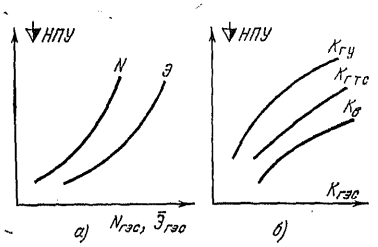


Рис. 20.8. Зависимость энергетических и экономических показателей ГЭС от отметки НПУ.

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 покажут направление, в котором целесообразно расширить исследуемую зону вариантов отметок НПУ.

Интервал рассматриваемых вариантов НПУ зависит от абсолютного значения напора проектируемой ГЭС. Чем выше напор, тем больше принимается интервал. Для высоконапорных плотин Нурекской, Токтогульской, Ингурской ГЭС рассматривались варианты отметок с интервалом 10 м. Для низконапорных гидроузлов на Волге, Днепре рассматривалась целесообразность повышения отметки на 1—2 м и менее.

На рис. 20.8 представлены характерные графики зависимостей энергетических (*а*) и экономических (*б*) показателей гидроузла от отметки НПУ.

Кривые, изображенные на рис. 20.8,*а*, строятся по результатам водноэнергетических расчетов и составления годовых балансов мощности и энергии системы. Как видно (рис. 20.8,*а*), 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 гидростанций все более плотной зоны графика нагрузки.

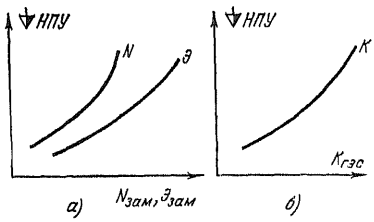


Рис. 20.9. Зависимость энергетических и экономических показателей заменяемых вариантов от отметки НПУ на ГЭС.

Противоположный характер имеют кривые зависимостей капиталовложений в гидроузел и издержек производства по гидроузлу от изменения отметки НПУ. При повышении отметки НПУ увеличиваются затапливаемые и подтапливаемые площади, увеличивается 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, проектируемых на равнинных реках.

Аналогичный характер имеет и кривая издержек производства.

На рис. 20.9,*а*, *б* представлены характерные графики изменения энергетических и экономических показателей заменяемых 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 предельного значения отметки НПУ, повышение сверх которой экономически нецелесообразно.

Таким образом, последовательность расчета по определению оптимальной подпорной отметки следующая:

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, $N_{уст.гэс}$) 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 высоковольтным линиям 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 заменяемым (или дополняющим) вариантам определяются с учетом фактора времени. При этом следует отметить, что по срокам строительства и ввода мощностей могут отличаться 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 § 20.1 критериев:

а) по минимуму целевой функции, представляющей собой суммарные приведенные затраты по энергосистеме,

$$\overline{З}_{с} \Rightarrow \min.$$

Затраты по системе в общем случае будут:

$$\overline{З}_{сi} = \overline{З}_{гуi} + \overline{З}_{каскi} + \Sigma\overline{З}_{сопi} + \overline{З}_{допi}, \qquad (20.16)$$

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 в вариант гидроузла и заменяемый вариант

$$\Delta\overline{З}_{гуi,\,(i+1)} \approx \Delta\overline{З}_{замi\,(i+1)}, \qquad (20.17)$$

где $\Delta\overline{З}_{i,(i+1)}$ — приращение приведенных затрат при переходе от варианта i к варианту $(i+1)$;

в) по равенству фактического срока окупаемости приращения дополнительных капиталовложений его нормативной величине

$$\tau_{i,\,(i+1)} = \frac{(\overline{К}_{гу\,(i+1)} - \overline{К}_{гуi}) - (\overline{К}_{зам\,(i+1)} - \overline{К}_{замi})}{(\overline{И}_{зам\,(i+1)} - \overline{И}_{замi}) - (\overline{И}_{гу\,(i+1)} - \overline{И}_{гуi})} = \tau_{н}. \qquad (20.18)$$

В этой формуле возможно появление отрицательного знака у τ. Отрицательный знак в числителе может получиться в том случае, если приращение капиталовложений в гидроузел будет меньше соответствующих дополнительных капиталовложений в заменяемый вариант. Этот случай указывает на абсолютную эффективность перехода к более высокой отметке НПУ [к отметке $(i+1)$].

Отрицательный знак в знаменателе, очевидно, возможен лишь за счет меньшего приращения издержек в заменяемый вариант по сравнению с приращением издержек по гидроузлу. Такой случай возможен, когда переход от отметки $НПУ_i$ к отметке $НПУ_{(i+1)}$ не даст значительного энергетического эффекта, но вызовет значительное повышение капитальных вложений и издержек. Этот случай указывает на неэффективность перехода от i-й отметки НПУ к отметке НПУ $(i+1)$.

При использовании любого из критериев, указанных в пунктах «а», «б», «в», результаты, разумеется, должны быть один и те же. Окончательный выбор подпорной отметки должен быть осуществлен с учетом всех энергетических факторов. В отдельных случаях, например по условиям сохранения вышерасположенных городов или невозможности затопления особо ценных участков земли, приходится принимать более низкую отметку НПУ, чем это получается из условий рассмотренных критериев.

20.4. ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ГЛУБИНЫ СРАБОТКИ ВОДОХРАНИЛИЩА

При фиксированной отметке НПУ конечная глубина сработки определяет уровень мертвого объема водохранилища, его полезную емкость 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 $Э_в$:

$$Э_{гэс}=Э_{тр}+Э_в. \qquad (20.19)$$

Обе составляющие связаны между собой: $Э_{тр}$ зависит от объема транзитного стока и напора. В свою оче-

редь, напор зависит от режима и конечной глубины сработки водохранилища. На рис. 20.10 представлены кривые зависимости обеих составляющих выработки электроэнергии ГЭС от глубины сработки водохранилища $h_{ср}$ при условно принятом режиме сработки водохранилища. Как видно из рис. 20.10, выработка на транзитном стоке по мере увеличения глубины сработки падает. Объясняется это возрастанием потерь энергии за счет снижения напора. Энергия $Э_в$ растет по мере увеличения глубины сработки.

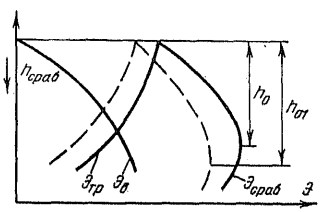


Рис. 20.10. Зависимость составляющих выработки энергии ГЭС от глубины сработки водохранилища.

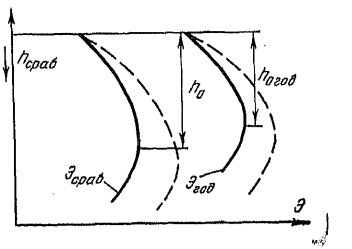


Рис. 20.11. Зависимость выработки энергии за период сработки водохранилища и годовой выработки энергии от глубины сработки водохранилища.

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 $Э_{сраб}$.

Величина $Э_{сраб}$ 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. 20.11.

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. Обусловлено это тем, что в период наполнения водохранилища выработка уменьшается за счет снижения и напора, и расхода.

На рис. 20.11 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 капитальными вложениями 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 рас-

полагаемой 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 $\Delta И_{\text{каск}}$.

Наконец, 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, представляют собой сумму

$$\sum_{j=1}^{n} \Delta \overline{K}_{\text{гэс}} = \Delta \overline{K}_{\text{гтс}} + \Delta \overline{K}^{N} + \Delta \overline{K}_{\text{каск}} \pm \Delta \overline{K}_{\text{соп}}. \qquad (20.20)$$

Аналогично определяются дополнительные издержки $\sum_{j=1}^{n} \Delta \overline{И}$ и приведенные затраты $\sum_{j=1}^{n} \Delta \overline{З}$. Все экономические показатели используются в расчетах с учетом фактора времени. Соответственно для варианта проектируемой ГЭС рассчитываются заменяющие 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

$$\Delta \overline{З}_{\text{зам}} = \overline{З}^{\text{ст}}_{\text{зам}} \pm \Delta \overline{З}_{\text{топ}} \pm \overline{З}_{\text{зам.соп}} \qquad (20.21)$$

Знак минус при втором слагаемом может иметь место при переходе между вариантами в зоне от $h_{0\text{год}}$ до h_0 (рис. 20.11), т. е. когда при увеличении глубины сработки мощность продолжает увеличиваться, а годовая выработка уже начинает снижаться.

Однако надо иметь в виду, что уменьшение выработки не всегда тождественно уменьшению экономии топлива. Дело в том, что удельная экономия топлива $b_{\text{эк}}$ в разные сезоны года различна, в частности, зимой вы-

ше, чем в весенне-летний период. Поэтому при увеличении выработки в период 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 § 20.1 условий:

1) по равенству приращения затрат при изменении глубины сработки на величину Δh

$$\sum_{j=1}^{n} \Delta З_{\text{гэс}} = \sum_{j=1}^{n} \Delta З_{\text{зам}};$$

2) по равенству срока окупаемости дополнительных капиталовложений нормативной величины 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.

20.5. РАСЧЕТНАЯ ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ

Под расчетной обеспеченностью энергоотдачи гидроэлектростанции $p_{\text{р}}$ 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 $N_{\text{гар.гэс}}$, которой ГЭС располагает в расчетный маловодный год в момент прохождения годового максимума нагрузки. Следовательно, $p_{\text{р}}$ определяет собой установленную мощность ГЭС, причем чем больше значение $p_{\text{р}}$, тем

меньше $N_{\text{уст.гэс}}$, и наоборот. Вместе с тем, чем меньше $p_{\text{р}}$, тем чаще будут возникать ситуации, когда установленная мощность ГЭС, выбранная по значению $p_{\text{р}}$, не будет выдаваться в систему.

Поэтому 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 $p_{\text{р}}$, 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

$$\Delta З_{\text{с.гэс}} = \Delta З_{\text{с.кэс}}. \qquad (20.22)$$

Здесь $\Delta З_{\text{с.гэс}}$ — дополнительные затраты, возникающие в энергосистеме и у потребителей при увеличении установленной мощности ГЭС и соответственном снижении расчетной обеспеченности; $\Delta З_{\text{с.кэс}}$ — 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:

$$\Delta З_{\text{с.кэс}} = E_{\text{н}} \Delta K_{\text{кэс}} + \Delta И^{N}_{\text{кэс}} + з_{\text{топ}} \Delta Э b_{\text{эк}}, \qquad (20.23)$$

или, разделив все на ΔN, получим:

$$\Delta З_{\text{с.кэс}} = E_{\text{н}} \bar{к}_{\text{кэс}} \alpha^{N} + \Delta \bar{и}^{N}_{\text{кэс}} \alpha^{N} + з_{\text{топ}} h_{\text{доп}} b_{\text{эк}}. \qquad (20.24)$$

Обозначения те же, что и при выборе других параметров ГЭС.

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:

$$\Delta З_{гэс}=E_{н}\Delta K_{гэс}+И_{гэс}+\Delta З_{деф}, \qquad (20.25)$$

причем

$$\Delta З_{деф}=h_{деф}\Delta N_{деф}\alpha_{деф}.$$

Здесь $h_{деф}$ — продолжительность дефицита; $\Delta N_{деф}$ — снижение мощности ГЭС по сравнению с $N_{уст.гэс}$ в условиях сниженной водности; $\alpha_{деф}$ — удельные затраты в 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 правило, ограничивается один из наиболее электроемких потребителей.

В объединенных 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, целесообразнее подробно рассмотреть этот случай.

Исследования показали, что в крупных энергосистемах отключаются главным образом вспомогательные цеха, 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

$$K_{j\text{удор}} = \sum_{j=1}^{n} x_j \beta_j, \qquad (20.26)$$

где β_j — 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:

$$\alpha_{j\text{деф}}' = \frac{K_{j\text{удор}} S_j}{e_j}, \qquad (20.27)$$

где S_j — себестоимость продукции j-го потребителя; e_j — удельное электропотребление.

Таким образом, $\alpha_{j\text{деф}}$ определяет удельные затраты по компенсации дефицита, возникающего на стороне j-го потребителя при недополучении им 1 кВт·ч электроэнергии.

Можно определить и среднее увеличение себестоимости продукции по всем потребителям, подлежащим ограничению, и, следовательно, среднюю удельную оценку затрат от недоотпуска электроэнергии:

$$\bar{\alpha}_{\text{деф}} = \sum_{j=1}^{k} \alpha_{j\text{деф}} Z_j, \qquad (20.28)$$

где Z_j — удельный вес различных потребителей, подлежащих ограничению; k — количество ограничиваемых потребителей.

Зная $\bar{\alpha}_{\text{деф}}$, определяем предельно допустимое число часов недоиспользования мощности ГЭС $h_{\text{деф}}$, которое может быть экономически оправдано:

$$h_{\text{деф.эк}} = \frac{\Delta Э_{\text{кэс}} + h_{\text{доп}} b_{\text{эк}} з_{\text{топ}} - \Delta Э_{\text{гэс}}}{\bar{\alpha}_{\text{деф}}}. \qquad (20.29)$$

Вместе с тем $h_{\text{деф}}$ определяет соотношение

$$h_{\text{деф}} = \frac{\Delta Э_{\text{деф}}}{\Delta N_{\text{деф}}^{\text{макс}}}. \qquad (20.30)$$

В зависимости от фактической обеспеченности, а следовательно, и водности недоиспользование мощности будет различным. Максимальное значение $\Delta N_{деф}^{макс}$ соответствует дополнительной мощности ГЭС, которую получим как приращение мощности ГЭС в результате снижения расчетной обеспеченности.

Величину $h_{деф}$, определенную из экономических соображений, сопоставляют с гидрологической характеристикой продолжительности наблюденных расходов; затем производят водохозяйственные расчеты, в результате чего определяется обеспеченность, при которой и получится значение $h_{деф}$, соответствующее $h_{деф.эк}$.

Удельные затраты $\alpha_{деф}$ зависят либо от мероприятий, которые будут проводиться в системе для компенсации дефицита (резервы у потребителей, резервы системы, двойная технология у потребителей, изменение режима электропотребителя) либо от ущерба при ограничении электроснабжения.

Если в системе имеется несколько ГЭС, расположенных на разных водотоках, где маловодные циклы лет могут наступить не одновременно (асинхронность стока), расчеты по определению расчетной обеспеченности должны проводиться одновременно для нескольких ГЭС, т. е. по всей совокупности рек (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.

Как уже было сказано, 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 эксплуа-

тации энергосистем, 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 и нормативы по другим формам расчетной обеспеченности, таким, например, как глубина перебоя и общий объем недоданной электроэнергии. Однако эти нормативы не имеют государственного стандарта и не исключают необходимости тщательного анализа в каждом конкретном случае влияния всех перечисленных факторов на расчетную обеспеченность.

Широкое внедрение в последние годы в практику проектирования гидроэлектростанций вычислительной техники значительно облегчило задачу выбора всех параметров ГЭС, в том числе и расчетной обеспеченности.

Глава двадцать первая

ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

21.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

К основному энергетическому оборудованию ГЭС относятся гидротурбины и гидрогенераторы, т. е. машины, преобразующие энергию водного потока в механическую и электрическую энергию. Выбор этого оборудования является важной задачей проектирования ГЭС, определяющей также тип и габариты подъемного и вспомогательного оборудования, конструкцию здания станции, а если оно совмещено с водосбросами, то и размеры водосливной плотины.

При выборе основного оборудования ГЭС уточняются следующие параметры:

1) установленная мощность проектируемой ГЭС;

2) выработка энергии, полученная ранее при водноэнергетических расчетах, выполнявшихся по осредненным значениям к. п. д. этого оборудования;

3) капиталовложения, сроки строительства, монтажа и ввода ГЭС в эксплуатацию.

К основному оборудованию предъявляются требования: работы с высоким к. п. д., удобства монтажа и эксплуатации, достижения минимальных капиталовложений в оборудование, а при совмещенных зданиях ГЭС также и в плотину.

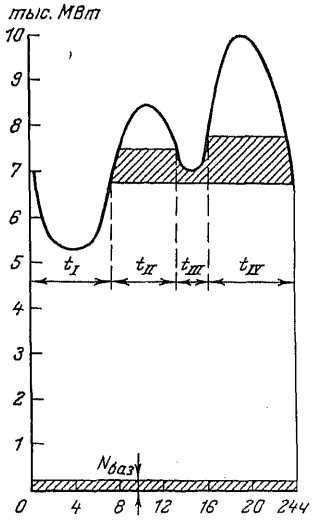


Рис. 21.1. Режим работы проектируемой ГЭС.

t — продолжительность работы ГЭС различной мощности.

Эти требования противоречивы, так как более высоким значениям к. п. д. и выработки энергии обычно соответствуют и наибольшие капиталовложения. Поэтому *критерием выбора основного оборудования ГЭС является минимум суммарных затрат, включающих капиталовложения и эксплуатационные издержки с учетом количества вырабатываемой энергии.*

Выбор оптимального варианта основного оборудования проектируемой ГЭС производится на основании технико-экономического анализа этих вариантов.

Показателями каждого варианта являются тип турбин и генераторов, число агрегатов и частота вращения их роторов, диаметр рабочего колеса турбин, мощность генератора и всей станции по установленному оборудованию, высота отсасывания турбин H_s, капиталовложения, годовые издержки и выработки электроэнергии. Последняя может изменяться по вариантам не только за счет к. п. д. оборудования, но и различного использования сезонной энергии.

Исходные данные для выбора основного оборудования:

1) мощность и режим работы проектируемой ГЭС, получаемые при выполнении водноэнергетических расчетов;

2) расчетный по мощности напор и пределы его изменения;

3) энергетические характеристики и стоимостные показатели оборудования и связанной с ним строительной части.

Мощность и режим работы ГЭС в основном определяются выработкой электроэнергии и числом часов использования мощности, а также ее местом в графиках

суточной нагрузки энергосистемы за различные сезоны года (рис. 21.1). Поэтому для получения исходных данных по мощности и режиму ГЭС необходимо построение энергобаланса системы (§ 11.3) на рассматриваемый перспективный уровень с участием действующих и проектируемых электростанций, в том числе и рассматриваемой ГЭС. Построение ведется для условий средней водности и года расчетной обеспеченности стока, а для русловых низконапорных ГЭС, по которым возможно ограничение мощности во время половодья, рассматривается энергобаланс и для многоводного года с обеспеченностью стока 5—10%.

Так, для условий маловодного года следует расположить суммарную обеспеченную выработку ГЭС, в том числе и проектируемой, в пиковую, полупиковую и базовую части графика нагрузки с учетом требований ВХК. Если затем выделить энергию и мощность действующих и ранее вводимых гидроэлектростанций, то получим режим и рабочую мощность проектируемой ГЭС. Сумма ее регулируемой, базовой и резервной (см. § 13.3) мощностей определяет установленную, которая затем уточняется при выборе основного оборудования.

Вторым исходным параметром (после мощности ГЭС) для выбора гидротурбинного оборудования является ее напор, значения которого изменяются при различных условиях работы станции. Эти изменения определяются напорной характеристикой ГЭС (см.

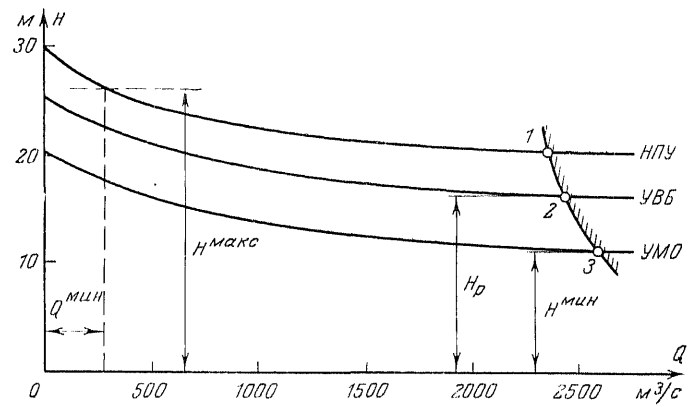


Рис. 21.2. Напорная характеристика ГЭС.
1-2-3 — линия ограничения пропускной способности ГЭС.

§ 3.5), которая учитывает колебания уровней верхнего и нижнего бьефов и гидравлические потери напора при подводе воды к турбинам (рис. 21.2). Для выбора типоразмеров турбин необходимо знать следующие значения напоров:

$H^{макс}$ — максимальный напор, соответствующий наполнению водохранилища до отметки НПУ и работе ГЭС с минимальной мощностью. Последняя определяется базовым попуском воды $Q^{мин}$ и соответствующей мощностью $N_{баз}$ (рис. 21.1) или при подпертом уровне нижнего бьефа — расходом воды, превышающим расход холостого хода одного агрегата.

При определении $H^{макс}$ не учитывается возможная форсировка уровня верхнего бьефа вследствие своей кратковременности и одновременного повышения уровня нижнего бьефа.

$H_р$ — расчетный по мощности напор, соответствующий уровню верхнего бьефа на конец времени прохождения годового максимума нагрузки энергосистемы, когда проектируемая ГЭС должна обеспечить выдачу установленной мощности $N_{уст}$. При этом уровень нижнего бьефа соответствует полной пропускной способности турбинного оборудования с учетом влияния зимних условий (см. § 3.4) и подпора водохранилища нижерасположенной ступени каскада.

Для определения пропускной способности $Q_{гэс}$ при ранее принятой установленной мощности $N_{уст}$ можно в первом приближении считать, что $H_р$ не зависит от расхода воды в нижнем бьефе, так как правая часть напорной характеристики (рис. 21.2) обычно близка к горизонтальной линии. Тогда по формуле мощности ГЭС (1.2) при постоянных значениях $N_{уст}$ коэффициента k=8,2÷8,4 получим пропускную способность $Q_{гэс}$ (точка *2* на рис. 21.2). Если концевая часть напорной характеристики отличается от горизонтальной линии, то необходимо уточнение $H_р$ и $Q_{гэс}$, которое выполняется итеративно по той же формуле мощности.

Таким же образом находятся напор и пропускная способность ГЭС при наполненном водохранилище до отметки НПУ (точка *1* на рис. 21.2); $H^{мин}_{гэс}$ — минимальный напор, соответствующий полной сработке полезного объема водохранилища и работе ГЭС всей пропускной способностью (точка *3* на рис. 21.2), находится анало-

тично $H_р$, но коэффициент мощности k следует уменьшить до 8, так как при низких напорах снижается к. п. д. турбин.

По точкам *1*, *2*, *3* проводится линия ограничения пропускной способности ГЭС, которая является важным ориентиром при выборе турбинного оборудования (см. § 21.4).

21.2. ВЫБОР ТУРБИН ПО НОМЕНКЛАТУРЕ

Заводские номенклатурные данные реактивных турбин дают возможность ориентировочного выбора параметров турбинного оборудования ГЭС: их типа, диаметра рабочего колеса D_1, частоты вращения n и высотного положения рабочего колеса турбины по отношению к уровню нижнего бьефа, определяемого величиной отсасывания H_s.

Исходными данными для определения этих величин являются: расчетный напор ГЭС $H_р$ и мощность одного агрегата $N_а$, число которых m принимается минимальным, но не меньшим двух.

Номинальная мощность турбины $N_{от}$ определяется мощностью ГЭС при расчетном напоре $N_{уст}$, числом агрегатов m и к. п. д. гидрогенераторов $\eta_г$, т. е.

$$N_{от} = \frac{N_{уст}}{m\eta_г}. \qquad (21.1)$$

Коэффициент полезного действия крупных гидрогенераторов при $\cos\varphi = 0{,}8 \div 0{,}85$ принимается равным 0,96—0,98.

Сводный номенклатурный график областей применения [82] вертикальных поворотно-лопастных и радиально-осевых турбин (рис. 21.3) дает возможность выбора их типа в диапазоне напоров от 3 до 500 м, а по частным графикам (рис. 21.4) определяются диаметр рабочего колеса и частота вращения принятого типа турбин.

На рис. 21.4 даны также вспомогательные графики для определения высоты отсасывания h_s без учета расположения ГЭС над уровнем моря. Для получения полной высоты отсасывания H_s, т. е. с учетом отметки расположения здания ГЭС над уровнем моря $\downarrow$, дается следующая зависимость:

$$H_s = h_s - \frac{\downarrow}{900}. \qquad (21.2)$$

По мощности и частоте вращения турбины и соответствующим таблицам [5.5] подбирается генератор, определяются его основные размеры, масса и стоимость. Определение массы и стоимости турбин различного типа также выполняется по эмпирическим формулам или номограммам заводов — изготовителей этого оборудования [5.5].

По сводному графику областей применения различных типов турбин для некоторых сочетаний их мощности и напоров возможно применение разных типов турбин. В этом случае для выбора лучшего варианта необходимо их технико-экономическое сравнение с определением стоимости оборудования и здания станции.

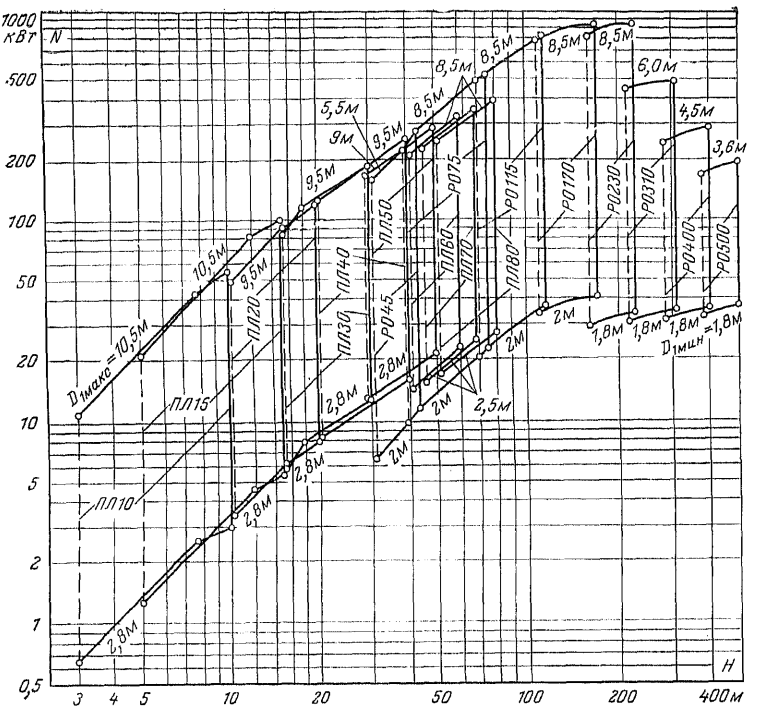


Рис. 21.3. Свободный график областей применения вертикальных, поворотно-лопастных и радиально-осевых турбин.

Для получения основных параметров турбины при пользовании номенклатурными графиками необходимо знать, как отмечалось, ее номинальную мощность при $H_р$, а для этого следует принять число агрегатов проектируемой станции.

Общей рекомендацией для выбора числа агрегатов ГЭС является *сокращение числа этих агрегатов при возможно наибольшей мощности каждого из них.* Такое решение приводит к увеличению к. п. д. реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости всего оборудования ГЭС, при отсутствии ограничений по геологическим и другим условиям сокращению сроков изготовления и монтажа гидроагрегатов и сокращению численности эксплуатационного персонала.

Однако существуют следующие ограничения:

1. Нельзя сокращать число агрегатов до одного, даже если вся мощность ГЭС может быть реализована этим агрегатом, так как его ремонт потребует прекращения работы станции и недоиспользования энергоресурса вследствие необходимости холостого сброса воды. Таким образом, минимальным числом агрегатов ГЭС следует считать два.

2. При необходимости обеспечить ночной попуск воды в нижний бьеф минимальная мощность агрегата должна обеспечить использование этого попуска для выработки электроэнергии, что может привести к необходимости снижения мощности и увеличения числа агрегатов или установки специального агрегата небольшой мощности.

3. Размер диаметра рабочего класса радиально-осевых турбин должен увязываться с возможностью их доставки к месту строи-

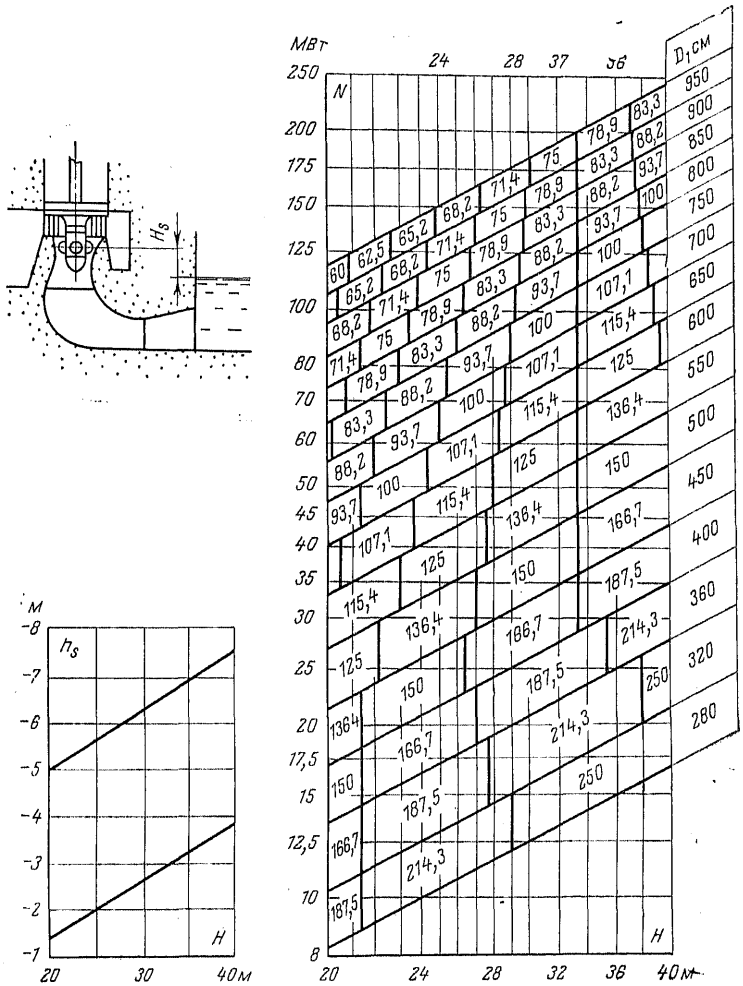


Рис. 21.4. Частный график применения поворотно-лопастной турбины ПЛ40.

тельства ГЭС. Известно, что крупнейшие турбины этого типа диаметром $D_1=7{,}5$ м были изготовлены для Красноярской ГЭС, но доставлены туда из Ленинграда водным путем, поскольку для транспортирования рабочих колес турбин железнодорожным транспортом предельным является $D_1=6\div6{,}5$ м. В горных районах страны условия доставки могут потребовать снижения указанного размера.

4. Инженерно-геологическая характеристика основания здания ГЭС может потребовать уменьшения заглубления его подводной части, что приведет к необходимости снижения размеров и мощности турбин и агрегатов.

5. При выборе осевых турбин низконапорных многоагрегатных ГЭС, диаметры рабочих колес которых достигают 10 м и более, число агрегатов в блоке рекомендуется принимать кратным 2,3 или 4 м, что упрощает главную схему электрических соединений и снижает стоимость электротехнического оборудования.

6. Мощность и размеры турбин должны увязываться с расположением вала агрегатов и конструкцией здания ГЭС. Так, увеличение диаметра горизонтальных капсульных гидроагрегатов усложняет условия их эксплуатации и снижает к. п. д. генераторов вследствие затруднений их охлаждения.

Приведенные *ограничения и рекомендации следует учитывать при любом способе выбора основного оборудования ГЭС*. Использование номенклатурных графиков для решения этой задачи имеет ряд недостатков:

1) не учитывается режим работы ГЭС, поэтому выработка электроэнергии при разных вариантах оборудования принимается неизменной, а это снижает точность технико-экономического сравнения вариантов и надежность выбора лучшего из них;

2) не увязывается оптимальное сочетание диаметра рабочего колеса турбин с частотой вращения агрегата при работе всей станции. Поэтому при некоторых сочетаниях этих показателей оптимум к. п. д. агрегатов выходит за линии ограничения ГЭС по напору, что снижает к. п. д. и выработку ГЭС;

3) заглубление турбин и подводной части здания ГЭС определяется по высоте отсасывания H_s одного агрегата, при этом не учитывается уменьшение напора за счет включения в работу других агрегатов и возможности ограничения их рабочей мощности по условиям кавитации, что может привести к снижению заглубления турбин и здания ГЭС (см. § 21.4);

4) рассматриваемый способ выбора основного оборудования ГЭС не распространяется на пропеллерные и диагональные турбины, так как для них не разработана номенклатура.

Указанные недостатки выбора турбинного оборудования ГЭС по номенклатурным данным приводят к выводу, что этот способ применим при предварительных расчетах, которые дают возможность наметить варианты для более обоснованного выбора основного оборудования ГЭС.

21.3. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС ПО ГЛАВНЫМ УНИВЕРСАЛЬНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

Полученные по номенклатурным графикам параметры турбин при принятом числе агрегатов могут быть уточнены по главным универсальным характеристикам турбин.

Вместо номенклатурных графиков для получения исходных параметров оборудования, подлежащих уточнению, эти параметры могут быть приняты по аналогии с существующими или ранее проектировавшимися ГЭС, где значения напоров и мощности агрегатов близки к возможным показателям проектируемой ГЭС.

При выборе турбин по главным универсальным характеристикам необходимо на указанную характеристику принятого типа нанести область использования оборудования проектируемой ГЭС с заранее намеченными параметрами D_1 и n. Если при этих параметрах область использования турбин будет соответствовать оптимальной зоне к. п. д. и максимальной выработке энергии ГЭС, то этот вариант сочетания D, n и числа агрегатов m является приемлемым для сравнения с вариантом возможного другого сочетания D_1, n, m.

Несовпадение оптимальной области использования турбин с их главной универсальной характеристикой требует изменения частоты вращения n до ближайшего синхронного значения или изменения диаметра D_1, а вместе с тем и числа агрегатов m. Возможен также переход на другой тип турбин, соответствующий напорам и мощности проектируемой ГЭС.

Нанесение области использования оборудования проектируемой ГЭС на главную универсальную характеристику турбины производится путем пересчета напорной характеристики ГЭС в координаты приведенной частоты вращения n'_{I} и расходов воды Q'_{I}. Этот пересчет ведется по известным формулам подобия:

$$n'_{\text{I}} = n\frac{D_1}{\sqrt{H}}; \quad Q'_{\text{I}} = \frac{Q}{D_1^2\sqrt{H}},$$

где n'_{I} и Q'_{I} — приведенные значения частоты вращения и расхода воды, м^3/с; n и Q — принятые значения частоты вращения рабочего колеса, об/мин, и расхода воды одного агрегата, м^3/с, при рассматриваемых значениях D_1 и характерных значениях H.

Таким образом, для пересчета напорной характеристики ГЭС (рис. 21.2) и совмещения ее с главной универсальной характеристикой одной турбины необходимо значения расхода воды $Q_{\text{гэс}}$ в нескольких точках напорной характеристики разделить на число агрегатов m, что соответствует условию равномерного распределения нагрузки между агрегатами ГЭС. Этим способом на

главные универсальные характеристики гидротурбин РО 45/123 и ПЛ 20/661 (рис. 21.5 и 21.6) наносятся напорные характеристики ГЭС при максимальном, расчетном по мощности и минимальном напорах. На рис. 21.5 приведены также размеры спиральной камеры и отсасывающей трубы. В этих примерах оптимальная зона к. п. д. турбины расположена между линиями ограниче-

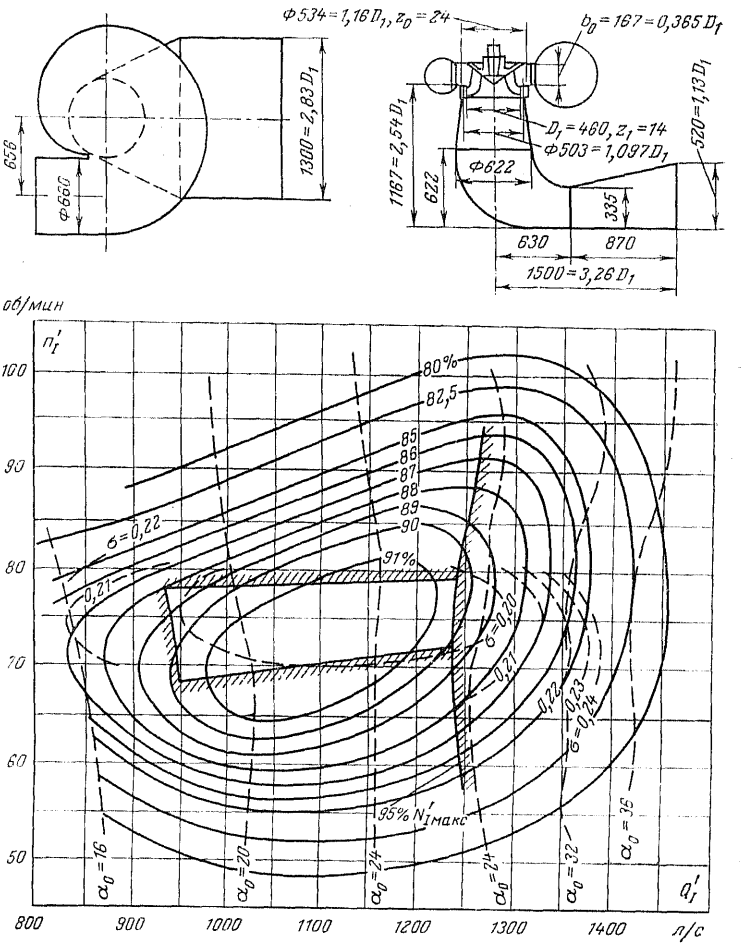


Рис. 21.5. Главная универсальная характеристика турбины РО45/123 с ограничениями пропускной способности и по напору.

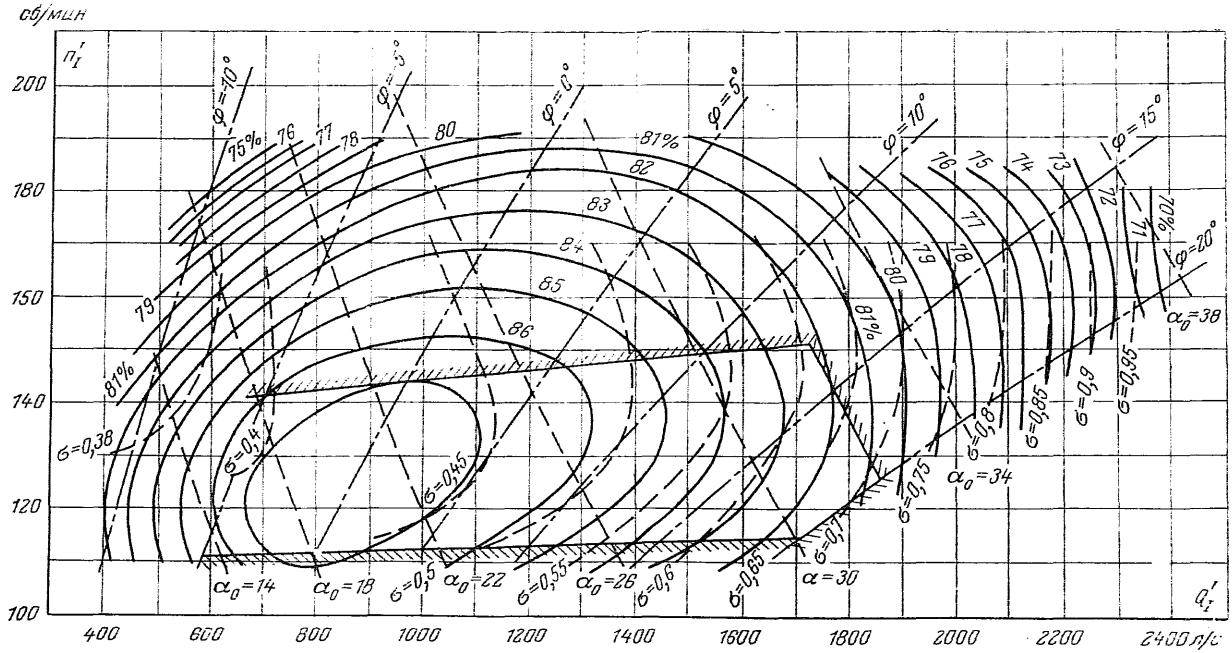


Рис. 21.6. Главная универсальная характеристика турбины ПЛ20/661 с ограничениями пропускной способности и по напору.

ния по напору, что не всегда может быть получено при первом варианте принятых D_1 и n турбины

Верхняя из указанных на рис. 21.5 и 21.6 линий ограничения по напору соответствует УМО водохранилища, нижняя линия — НПУ верхнего бьефа. Располагаемую между этими линиями область использования турбин по напору необходимо также ограничить по пропускной способности. Ее максимальное значение соответствует, как отмечалось, частному от деления $Q_{\text{гэс}}$ при расчетном напоре на число агрегатов m.

При наложении области использования турбин на главную универсальную характеристику радиально-осевых или пропеллерных турбин можно сразу получить совмещение линий ограничения пропускной способности и 5%-ного запаса мощности этих турбин. Но так как значения диаметров D_1 являются стандартными, с шагом в 30 или 50 см, то такое совмещение может не получиться. Поэтому необходима проверка соответствия номинальной мощности турбины $N_{0\text{т}}$ с ее значением $N_{\text{т}}$ на линии 5%-ного запаса главной универсальной характеристики. Эта проверка выполняется по формуле

$$N_{\text{т}} = 9{,}81 Q'_{\text{I}} D^2_1 H_{\text{р}}^{1{,}5} \eta_{\text{т}}, \qquad (21.3)$$

где Q'_{I} — приведенный расход турбины, м³/с, в точке пересечения расчетного напора $H_{\text{р}}$ с линией 5%-ного запаса; $\eta_{\text{т}}$ — к. п. д. турбины в той же точке, но с учетом поправки при переходе от модели к натуре [82].

Если мощность турбины, полученная по зависимости (21.3), меньше номинальной, т. е. $N_{\text{т}} < N_{0\text{т}}$, то необходимо увеличить принятый диаметр D_1 до его ближайшего большего стандартного размера с соответствующим уточнением области использования турбины на ее главной универсальной характеристике. Указанное увеличение D_1 может привести к превышению ее мощности, т. е. $N_{\text{т}} > N_{0\text{т}}$. В этом случае установленная мощность ГЭС также увеличивается, т. е. принимается по основному оборудованию.

Определение параметров поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин несколько осложняется из-за отсутствия на их главных универсальных характеристиках линий ограничения пропускной способности.

В этом случае на главной универсальной характеристике рассматриваемого типа турбины в качестве ограничения принимается такое открытие направляю-

щего аппарата a_0 и угла разворота лопастей рабочего колеса φ, при котором в точке пересечения a_0 и φ обеспечивается получение номинальной мощности турбины по зависимости (21.3). В качестве начальных значений, т. е. для первого варианта турбины, рекомендуется принимать $\varphi=15\div20°$ и открытие направляющего аппарата модели $a_0=30\div35$ мм, после чего расчет ведется так же, как и для турбин одиночного регулирования.

Высота отсасывания H_s определяется по формуле

$$H_s = 10 - \frac{\downarrow}{900} - k\sigma H, \qquad (21.4)$$

где $\downarrow$ — отметка уровня нижнего бьефа над уровнем моря, м; k — коэффициент запаса, равный 1,1; σ — кавитационный коэффициент, принимаемый по главной универсальной характеристике на пересечении изолиний σ с напорной характеристикой $H(Q)$ при НПУ или с линией ограничения пропускной способности и расчетного по мощности напора.

При этом для расчетного значения H_s следует принимать такое сочетание σH, которое приводит к наибольшему заглублению оборудования. Обычно это сочетание получается по напорной характеристике при НПУ и работе полной мощности не всей станции, а одного агрегата, когда напор увеличивается из-за снижения уровня нижнего бьефа сравнительно с его отметкой при работе всей ГЭС.

При выборе параметров радиально-осевой турбины область использования рассматриваемых вариантов ограничена линией 5%-ного запаса мощности, нанесенной на главной универсальной характеристике.

Для турбин двойного регулирования вариант с ограничением пропускной способности по a_0 и φ при обеспечении номинальной мощности в оптимуме к. п. д. не гарантирует оптимальности этого варианта, так как дальнейшее увеличение пропускной способности при еще больших значениях a_0 и φ может увеличить мощность турбин и сократить их число. Но при этом помимо увеличения заглубления турбин уменьшится их к. п. д. при загрузке на полную мощность.

Поэтому при выборе турбин двойного регулирования с определением ограничения пропускной способности, а также при сравнении разного типа турбин возникает необходимость дополнительного учета их энергетических свойств.

Количественная оценка энергетических свойств турбинного оборудования возможна с помощью режимных точек работы ГЭС. Эти точки определяются, как отмечалось, по месту проектируемой ГЭС в перспективных суточных графиках нагрузки энергосистемы (см. рис. 21.1). При этом каждая режимная точка соответствует определенной выработке энергии, подсчитываемой по рабочей мощности ГЭС, числу часов работы этой мощностью и к. п. д. оборудования.

Использование показателя выработки энергии для выбора оборудования удобно вести при построении эксплуатационных характеристик ГЭС (см. § 21.4). Режимные точки могут быть использованы также и при выборе оборудования по главным универсальным характеристикам турбин.

Расположение режимных точек на такой характеристике покажем на следующем примере.

Предположим, что в рассматриваемом зимнем суточном графике нагрузки (см. рис. 21.1) ГЭС работает установленной мощностью в течение t, ч. По напору ГЭС в это время и среднему коэффициенту мощности k=8,2 находятся пропускная способность ГЭС, а по числу агрегатов — расход одной турбины и приведенные значения расхода воды Q'_1 и частоты вращения n'_1. По этим значениям рассматриваемая режимная точка помещается в область работы ГЭС на главной универсальной характеристике, что определяет к. п. д., по которому уточняются мощность и выработка энергии исследуемого режима. Так же находится выработка энергии остальных режимных точек рассматриваемого и других графиков нагрузки за остальные сезоны года. В результате получим годовую выработку энергии, которая может быть сопоставлена с аналогичным показателем других вариантов оборудования, различающихся не только по типу турбин, но и по их значениям D_1, n, m.

21.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛОГАРИФМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДЛЯ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

Основным недостатком выбора оборудования по главным универсальным характеристикам является то, что режим работы и кавитационные условия проектируемой станции анализируются по одному ее агрегату. Более обоснованное решение рассматриваемой задачи может быть получено при использовании эксплуата-

ционных характеристик всей ГЭС. Построение эксплуатационных характеристик $\eta=\eta(Q, H)$ или $\eta=\eta(N, H)$ для всех агрегатов ГЭС при различных сочетаниях D_1, n, m выбираемого оборудования является весьма трудоемкой работой (см. § 6.3), требующей большого опыта для того, чтобы не пропустить вариант с лучшим сочетанием указанных параметров.

Однако построение эксплуатационных характеристик ГЭС и решение рассматриваемой задачи значительно упрощаются, если пользоваться этими характеристиками в логарифмических координатах $H—Q$ или $H—N$. В этом случае заранее могут быть построены напорные эксплуатационные характеристики для любых типов реактивных турбин на один какой-либо размер их диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n, а пользоваться такими характеристиками можно будет для всего диапазона рекомендуемых значений диаметров, частоты вращения и числа агрегатов m.

Это свойство графиков, построенных в логарифмических координатах, доказывается следующим образом. Если на какой-либо кривой, построенной в логарифмических масштабах $\lg x—\lg y$, взять две точки с координатами x_1, y_1 и x_2, y_2, то расстояние между этими точками l составит:

$$l=\sqrt{(\lg x_2-\lg x_1)^2+(\lg y_2-\lg y_1)^2}. \qquad (21.5)$$

При изменении координат всех точек кривой путем умножения абсцисс в a раз, а ординат в b раз получим:

$$l=\sqrt{[\lg(x_2a)-\lg(x_1a)]^2+[\lg(y_2b)-\lg(y_1b)]^2}=$$

$$=\sqrt{(\lg x_2+\lg a-\lg x_1-\lg a)^2+(\lg y_2+\lg b-\lg y_1-\lg b)^2}=$$

$$=\sqrt{(\lg x_2-\lg x_1)^2+(\lg y_2-\lg y_1)^2}, \qquad (21.5а)$$

т. е. изменение абсцисс и ординат кривой в логарифмических координатах не меняет размер и форму этой кривой, но она передвигается по оси абсцисс на $\lg a$ и по оси ординат на $\lg b$.

Таким образом, если построить эксплуатационную характеристику турбины в координатах $\lg H—\lg Q$ с постоянным значением D_1, n и перемещать эту характеристику в указанном координатном поле, то можно пользоваться ей и для других значений D_1 и n, которым будут соответствовать свои значения напора H и расхода Q.

Для того чтобы узнать, как изменится напор H_x и расход Q_x при изменении частоты вращения ротора агрегата n_x и диаметра турбин D_1x, запишем формулы подобия турбины для ее начальных и измененных при перемещениях эксплуатационной характеристики параметров:

$$H=\left(\frac{nD_1}{n'_I}\right)^2;\quad H_x=\left(\frac{n_xD_1x}{n'_I}\right)^2;$$

$$Q=Q'_ID^2_1\sqrt{H}=Q'_ID^2_1\frac{nD_1}{n'_I};$$

$$Q_x=Q'_I\frac{n_xD^2_1x}{n'_I}.$$

Напишем также отношения $H_x:H$ и $Q_x:Q$ и выразим искомые величины H_x и Q_x в следующем виде:

$$\frac{H_x}{H}=\left(\frac{n_xD_1x}{nD_1}\right)^2;\quad H_x=H\left(\frac{n_xD_1x}{nD_1}\right)^2=H\nu^2\delta^2; \qquad (21.6)$$

$$\frac{Q_x}{Q}=\frac{n_x}{n}\left(\frac{D_1x}{D_1}\right)^3;\ Q_x=Q\frac{n_x}{n}\left(\frac{D_1x}{D_1}\right)^3=Q\nu\delta^3, \qquad (21.6а)$$

где $\nu=n_x/n$ и $\delta=D_1x/D_1$, а множители $\nu^2\delta^2$ и $\nu\delta^3$ являются масштабными коэффициентами для осей координат H и Q.

Масштабные коэффициенты дают возможность использовать построенную эксплуатационную характеристику турбины с определенными значениями D_1 и n и для других значений D_1x и n_x, но для этого необходимо изменить ранее принятые масштабы осей координат H—Q, умножив эти масштабы на коэффициенты ν и δ.

При логарифмических координатах умножение заменяется суммированием, что соответствует перемещению эксплуатационных характеристик турбин в координатном поле $\lg H$—$\lg Q$. После логарифмирования выражения (21.6) и (21.6а) получим:

$$\lg H_x=\lg H+2\lg\nu+2\lg\delta;$$

$$\lg Q_x=\lg Q+\lg\nu+3\lg\delta.$$

Таким образом, смещение эксплуатационных характеристик в логарифмических координатах при изменении частоты вращения и диаметра турбины происходит 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 не изменяются.

Если смещение эксплуатационной характеристики, построенной для диаметра D_1 и частоты вращения n, будет происходить при постоянном диаметре D_1=const, но с другой частотой вращения, т. е. $n_x=\nu n$ и $\delta=1$, то положение рассматриваемой характеристики сместится параллельно оси $\lg H$ на $2\lg\nu$, а оси $\lg Q$ — на $\lg\nu$. При этом смещение характеристики произойдет вдоль прямой наклонной к оси $\lg Q$ под углом α (рис. 21.7), тангенс которого будет равен:

$$\operatorname{tg}\alpha=\frac{2\lg\nu}{\lg\nu}=2.$$

Таким же образом при неизменной частоте вращения (n=const) и меняющемся диаметре в отношении $\delta=D_1x/D_1$ эксплуатационная характеристика сместится параллельно оси $\lg H$ на $2\lg\delta$ и параллельно оси $\lg Q$ на $3\lg\delta$. При этом каждая точка характеристики будет двигаться вдоль прямой с наклоном к оси $\lg Q$ под углом β, для которого

$$\operatorname{tg}\beta=\frac{2\lg\delta}{3\lg\delta}=\frac{2}{3}.$$

Прямые линии стандартных диаметров D_1 и синхронных частот вращения n, проведенные в координатном поле $\lg H$—$\lg Q$, составляют логарифмическую сетку. Точки пересечения этих линий носят название закрепляющих точек, они дают возможность совместить эксплуатационные характеристики турбин в координатах $\lg H$—$\lg Q$ с напорной характеристикой ГЭС в этих же координатах.

Эксплуатационные характеристики турбин строятся в том же логарифмическом масштабе и наносятся на кальку вместе со своей закрепляющей точкой, которая соответствует определенным значениям D_1 и n. Эти значения могут быть любыми.

Для новых типов турбин рассматриваемые эксплуатационные характеристики могут быть построены по их главным универсальным характеристикам путем пересчета по формулам подобия, изолиний к. п. д. и других линий для указанных размеров D_1 и n.

Логарифмическая сетка и эксплуатационные характеристики могут также строиться по мощности N, т. е. в координатах $\lg H$—$\lg N$, но логарифмическое поле $\lg H$—$\lg Q$ удобно для совмещения не только напорной характеристики ГЭС с эксплуатационной, но и с кави-

тационной характеристикой турбинного оборудования.

Для удобства пользования сеткой $\lg H—\lg Q$ на нее наносятся линии равных мощностей $N=\text{const}$ при постоянном значении к. п. д. Расположение этих линий в логарифмических координатах при выражении мощности через постоянный коэффициент k соответствует зависимости $\lg N=\lg k+\lg Q+\lg H$, откуда при постоянных значениях N и k

$$\lg Q+\lg N=\text{const}.$$

Из этого следует, что линии равных мощностей являются прямыми, составляющими угол 135° с направлением оси $\lg Q$ (рис. 21.7).

Построение напорных характеристик в логарифмических координатах, а также часть сетки стандартных диаметров турбин и их синхронной частоты вращения показаны на рис. 21.8. Слева от оси $\lg H$ даны некоторые из рекомендуемых типов турбин для низконапорных ГЭС. Ниже горизонтальной оси $\lg Q$ приведена шкала мощности ГЭС при нескольких значениях к. п. д. турбин. По к. п. д. $\eta=88\%$ проведены наклонные прямые $N=\text{const}$ и линии ограничения установленной мощности ГЭС — $N_{уст}$, на которой точкой *0* обозначен расчетный по мощности напор.

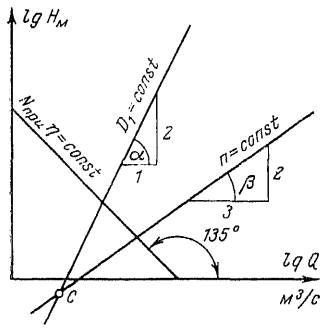


Рис. 21.7. Линии постоянных диаметров и частоты вращения турбин, а также мощности ГЭС в поле логарифмических координат.

Напорные характеристики ГЭС показаны при отметках водохранилища НПУ и УМО сплошными линиями для открытого в нижнем бьефе русла и пунктирными — для расчетного по мощности напора при наличии ледяного покрова. В левой части напорных характеристик проведено ограничение (линия *ab*) по минимальному ночному попуску воды с мощностью, соответствующей режимной точке *1* (см. рис. 21.2).

Правая часть напорной характеристики ограничивается линией установленной мощности ГЭС по генераторам, где точка *0* соответствует расчетному по мощности напору и режимной точке *IV*, опреде-

ляющей мощность и пропускную способность выбираемого оборудования. Между этими двумя точками нанесены еще две режимные точки, которые также характеризуют работу ГЭС с промежуточной между минимальной и установленной мощностью.

По месту напорной характеристики в логарифмической сетке (рис. 21.8) принимается тип турбины ПЛ20/661. Ее эксплуатационная характеристика в логарифмических координатах (рис. 21.9,*а*), получаемая из заранее заготовленного набора характеристик, перечерчивается на прозрачную бумагу и своей закрепляющей точкой *1* помещается в такое пересечение линий стандартных диаметров D_1 и синхронной частоты вращения n, чтобы покрыть напорную характеристику и режимные точки (рис. 21.8) с оптимальным значением к. п. д. и минимальным числом агрегатов.

Если по принятой эксплуатационной характеристике одной турбины увеличить ее пропускную способность

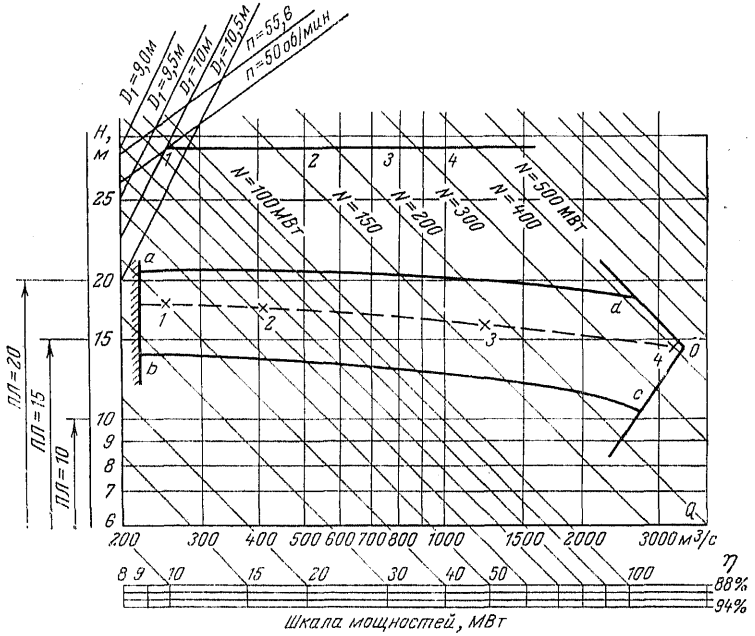


Рис. 21.8. Напорная характеристика ГЭС в логарифмических координатах.

в 2—3 и более раз, то получим расход воды и мощности всей ГЭС. В логарифмических координатах это увеличение осуществляется путем суммирования расхода воды и последовательного расположения эксплуатационных характеристик турбин, что и показано на рис. 21.9,*а*. От закрепляющей точки первого агрегата на расстоянии lg 2, затем lg 3 и т. д. наносится ранее принятая характеристика турбины, благодаря чему получается характеристика для двух и более турбин. При этом вследствие равномерного распределения нагрузки между агрегатами точки пересечения изолиний к. п. д. с их одинаковыми значениями для первой и второй турбин образует линию включения второго агрегата. Таким же образом наносятся на кальку линии включения третьей и остальных турбин, причем включение последней обеспечивает получение установленной мощности ГЭС в точке *О* (рис. 21.8).

Для покрытия этой точки на исследуемых эксплуатационных характеристиках турбин необходимо нанести

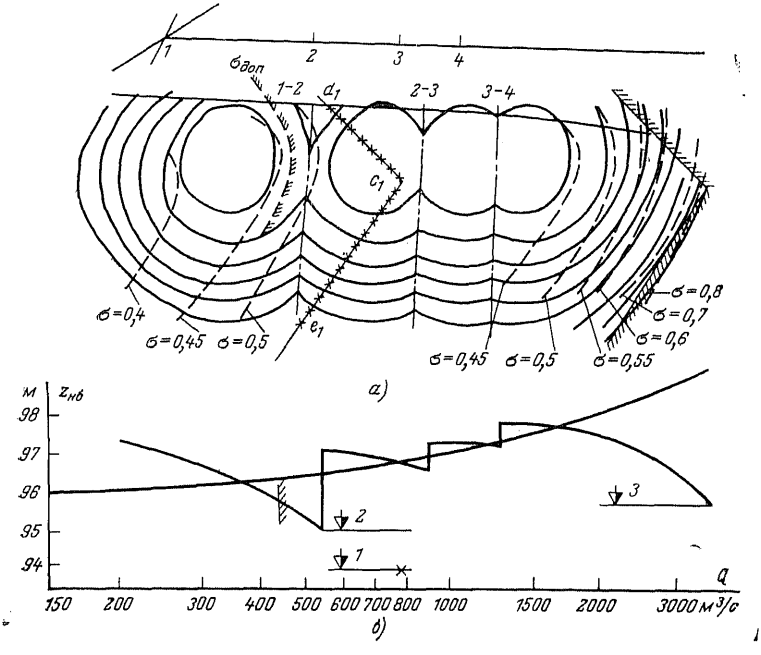


Рис. 21.9. Эксплуатационная (*а*) и кавитационная (*б*) характеристики ГЭС.

линии ограничения их пропускной способности. Для турбин двойного регулирования ограничение пропускной способности принимается следующим образом. От точки *0* (рис. 21.8), где на главной универсальной характеристике пересекаются линия угла поворота лопастей рабочего колеса φ и линия открытия направляющего аппарата a_0, до верхней напорной характеристики проводится линия *0d* (рис. 21.8), определяемая установленной мощностью ГЭС по генераторам. Ограничение *0e* от точки 0 до минимального напора ГЭС проводится по открытию направляющего аппарата a_0.

Совмещение полученных характеристик рассматриваемого варианта турбинного оборудования ГЭС с ее напорной характеристикой в логарифмической сетке осуществляется путем наложения кальки первой характеристики (рис. 21.9,*а*) на вторую (рис. 21.8). При этом необходимо соблюдение следующих условий:

1) оптимальная зона к. п. д. эксплуатационной характеристики должна располагаться между линиями ограничения по напору при НПУ и УМО верхнего бьефа;

2) точка *0* (рис. 21.8), соответствующая расчетному напору ГЭС, должна совмещаться или располагаться левее принятого ограничения пропускной способности всей ГЭС, т. е. всего числа турбин m;

3) расход воды при базовом попуске ГЭС должен быть больше холостого хода первой (одной) турбины.

Таким образом, наложение и возможность перемещения эксплуатационной характеристики турбинного оборудования ГЭС по ее напорной характеристике в логарифмическом масштабе дают возможность быстрого определения сочетаний искомых параметров турбин D_1, n, m. При этом следует стремиться к возможному увеличению диаметра рабочих колес и частоты вращения.

Частота вращения турбин принятого диаметра должна быть уточнена с учетом поправки на приведенную частоту вращения $\Delta n'_1$ в соответствии с формулой

$$\Delta n'_1 = n'_1 \sqrt{\frac{\eta_т}{\eta_м} - 1},$$

где n'_1 — приведенная частота вращения при расчетном напоре; $\eta_м$ — к. п. д. модели турбины в оптимуме; $\eta_т$ — к. п. д. турбины рассматриваемого диаметра в оптимуме.

Если поправка $\Delta n'_1$ составляет менее 3% приведенной частоты вращения, то она не учитывается. Она не должна учитываться и в том случае, если при увеличении частоты вращения турбины за счет $\Delta n'_1$ оно приведет к смещению оптимума к. п. д. турбины из напорной характеристики ГЭС (рис. 21.9,*а*).

Расположив режимные точки работы ГЭС при покрытии рассматриваемого графика нагрузки на эксплуатационную характеристику оборудования, получим к. п. д. для этих точек и определим выработку энергии за сутки, сезон. Таким же образом найдем выработку гидроэнергии за другие сезоны и весь средний по водности год.

Для получения конкурирующих вариантов основного оборудования ГЭС следует увеличить ранее принятое минимальное число агрегатов на один или несколько (в зависимости от главной схемы электрических соединений), уменьшить диаметр D_1 и по возможности увеличить частоту вращения n. При этом к эксплуатационной характеристике первого варианта турбин добавляется характеристика одной или нескольких машин. Вместо добавляемых характеристик можно, в первом приближении, нанести лишь линии ограничения их пропускной способности. По полученной эксплуатационной характеристике второго варианта оборудования также определяются соответствующие значения D_1, n и выработка энергии.

Если конкурирующим вариантом является другой тип турбин, то вычерчивается на кальке своя эксплуатационная характеристика и определение параметров D_1, n и m повторяется по перечисленным пунктам. Подсчитывается также и выработка энергии по тем же режимным точкам, но при других к. п. д. оборудования.

После получения по рассматриваемой методике двух или более вариантов турбинного оборудования необходимо для каждого из них найти высоту отсасывания, которая определяет отметку заглубления этого оборудования. Эта задача может быть решена по его кавитационной характеристике.

Построение этого графика показано на рис. 21.9,*б*, который совмещен с эксплуатационной характеристикой (рис. 21,9,*а*). Если этот график начертить на кальке, то своей закрепляющей точкой *1* он может быть наложен на напорную характеристику (рис. 21.8). При этом верх-

няя линия ограничения ГЭС по напору и мощности генераторов пересекается пунктирными изолиниями коэффициента кавитации σ, которые построены по соответствующим изолиниям главной универсальной характеристики рассматриваемого типа турбины ПЛ20/661.

Под напорной и эксплуатационной характеристиками (рис. 21.9,*б*) построена кривая связи уровней нижнего бьефа и расхода воды $z_{нб}(Q)$ для открытого русла, т. е. когда напор ГЭС не снижается наличием ледяного покрова в нижнем бьефе. Масштаб кривой $z_{нб}(Q)$ — полулогарифмический, так как шкала расходов воды совмещена с расходами ГЭС на логарифмической сетке, а ось отметок уровней нижнего бьефа удобно принимать в обычном масштабе.

По зависимости (21.4) определяется высота отсасывания H_s в точках пересечения изолиний σ с верхней напорной характеристикой и линией ограничения ГЭС по мощности генераторов. Положительные значения H_s откладываются вверх от кривой $z_{нб}(Q)$, отрицательные — вниз. При наличии нескольких точек H_s у каждой турбины по этим точкам проводится плавная кривая, которая является кавитационной характеристикой одной турбины. Она обрывается по линиям включения или ограничения пропускной способности агрегатов. Последовательное расположение кавитационных характеристик турбин ГЭС является станционной кавитационной характеристикой (рис. 21.9,*б*).

При работе одного агрегата низконапорной ГЭС на полную мощность (линия ограничения по генератору d_1c_1) и открытие a_0 (линия c_1, e_1 рис. 21,9,*а*) уровень нижнего бьефа увеличивается сравнительно мало, а напор превосходит значение напора при работе всех или даже нескольких агрегатов станций. Поэтому при работе одной турбины требуемая высота отсасывания определяется отметкой ↓ 1 (рис. 21.9,*б*), которая получается большей, чем при работе ГЭС на полную мощность.

Если один агрегат работает не по указанной линии ограничения, а по коэффициенту кавитации σ, соответствующему мощности и пропускной способности включения второго агрегата (точка *1—2* на рис. 21.9,*а*), то требуемая H_s и заглубление оборудования уменьшаются (отметка ↓ 2, рис. 21.9,*б*).

Дальнейшее уменьшение заглубления оборудования и подводной части здания низконапорных ГЭС может

быть достигнуто при работе ГЭС на полную мощность и пропускную способность, когда высота отсасывания откладывается от повышенного уровня нижнего бьефа (↓ 3, рис. 21.9,б).

Но в этом случае необходимо ограничение мощности по кавитации при включении в работу одного агрегата, когда напор будет большим, чем при работе всей станции. Ограничение по допустимому коэффициенту кавитации $\sigma_{доп}$ можно получить по зависимости (21.4):

$$\sigma_{доп} = \frac{H_б - H_s}{KH},$$

где $H_б = 10 - \frac{\downarrow}{900}$ — барометрическое давление с учетом отметки уровня нижнего бьефа ↓ над уровнем моря; H_s — высота отсасывания при работе ГЭС на полную мощность и соответствующем уровне нижнего бьефа; H — напор ГЭС при работе одного агрегата с ограниченной пропускной способностью по коэффициенту $\sigma_{доп}$.

По полученному коэффициенту $\sigma_{доп}$ выделяется зона ограничения по кавитации, как это показано на рис. 21.9,*б*. Иногда эта зона может располагаться в левой части эксплуатационной характеристики турбины, и если эта часть соответствует расходу воды во время базового попуска, то необходимо увеличить число турбин.

Возможны случаи, когда принятая большая пропускная способность турбин двойного регулирования при работе ГЭС на полную мощность и расчетном напоре не сопровождается заметным увеличением уровня нижнего бьефа по сравнению с работой одного-двух агрегатов из-за подпора этого бьефа нижерасположенным водохранилищем.

В этом случае конкурирующим вариантом может оказаться турбинное оборудование с теми же значениями D_1 и n, но с ограничением пропускной способности и уменьшением заглубления турбин при большем их числе.

При сравнении методов выбора турбинного оборудования по главным универсальным и эксплуатационным характеристикам в логарифмическом масштабе видно преимущество последнего. Основным преимуществом

является то, что пользование заранее заготовленными эксплуатационными характеристиками всей станции дает возможность более полного анализа режима работы ГЭС и условий выбора высоты отсасывания.

К особенностям логарифмического способа относятся следующие:

1) к. п. д. оборудования на используемых эксплуатационных характеристиках принимаются по моделям испытываемых типов турбин, т. е. без учета масштабного эффекта и к. п. д. генератора. Если сопоставляются варианты с близкими по диаметру и мощности турбинам, то разница в выработке энергии по этим вариантам сравнительно невелика и поправка может не вводиться;

2) для многоагрегатных ГЭС с расходами воды в несколько тысяч кубических метров в секунду снижается масштаб шкалы $\lg Q$, что уменьшает точность графических совмещений напорных и эксплуатационных характеристик. В этом случае перемещение эксплуатационных характеристик турбинного оборудования в области их использования дает возможность выявить лучшие сочетания D_1 и n.

21.5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПРИ ВЫБОРЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

Из рассмотренных вариантов основного оборудования необходимо выбрать тот, который удовлетворяет критерию минимума суммарных приведенных затрат в энергосистеме.

При выборе оборудования для отдельных его вариантов уточняются значения установленной мощности ГЭС и ее среднемноголетней выработки энергии. В этих условиях приведенные затраты при одинаковом сроке поставки и монтажа каждого рассмотренного варианта определяются следующей зависимостью:

$$\Sigma \overline{З}_i = E_{\text{н}} \overline{К} + \overline{И} - З_{\text{э}}, \qquad (21.7)$$

где $\Sigma \overline{З}_i$ — суммарные приведенные затраты в энергосистеме при i-м варианте оборудования ГЭС, руб/год; $E_{\text{н}}$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый равным 0,12; $\overline{К}$ — приведенные капиталовложения с учетом фактора времени, руб.; $\overline{И}$ — то же постоянной части издержек по эксплуатации, руб/год; $З_{\text{э}}$ — снижение затрат в энергосистеме за счет среднемноголетней выработки энергии ГЭС, руб/год.

В развернутом виде выражение (21.7) приобретает вид:

$$\Sigma\overline{З}_i = E_н(\overline{K}_с + \overline{K}_{об}) + \overline{И}_с + \overline{И}_{об} - \overline{Эз}, \qquad (21.8)$$

где $\overline{K}_с$, $\overline{И}_с$ — капиталовложения и издержки в здание ГЭС, трубопроводы, плотину и по другим главам сметы (см. гл. 19); $\overline{K}_{об}$, $\overline{И}_{об}$ — капиталовложения и издержки в основное и вспомогательное оборудование; $Э$ — среднемноголетняя выработка энергии ГЭС при рассматриваемом варианте основного оборудования; $з$ — удельные замыкающие затраты на электроэнергию, учитывающие различие вариантов оборудования ГЭС по мощности и выработке электроэнергии.

При попарном сравнении вариантов выражение (21.8) может быть заменено показателем срока окупаемости:

$$\tau = \frac{\Delta\overline{K}}{\Delta\overline{Эз} - \Delta\overline{И}} \leqslant \tau_н, \qquad (21.9)$$

где $\Delta\overline{K}$, $\Delta\overline{И}$, $\Delta\overline{Эз}$ — разница между капиталовложениями, издержками и замыкающими затратами на электроэнергию рассматриваемых вариантов; $\tau_н$ — нормативный срок окупаемости, принимаемый равным 8,4 года.

В капиталовложения каждого варианта оборудования включается стоимость турбин со вспомогательным оборудованием, генераторов с электромеханическим оборудованием (трансформаторами, выключателями), трубопроводов с водоприемниками и затворами (для деривационных и приплотинных ГЭС) и станционных зданий с учетом изменений капиталовложений по водосливной плотине при совмещенной конструкции здания ГЭС, а также с учетом соответствующей части капиталовложений по другим главам сметы.

Среднемноголетняя выработка энергии $Э$ для каждого варианта оборудования вычисляется по режимным точкам, характеризующим работу ГЭС в средневодных условиях при разных к. п. д. турбинного оборудования, которые уточняются с учетом масштабного эффекта и к. п. д. генераторов. По выработке энергии проектируемой ГЭС за отдельные сезоны может быть определена также экономия топлива за эти сезоны и год в целом, что с учетом замыкающих затрат на топливо дает также возможность определить соответствующую экономию затрат в энергосистеме.

При равенстве выработки энергии ГЭС по двум сравниваемым вариантам оборудования принимается тот, который имеет меньшие капиталовложения. Если капиталовложения в оба варианта равны, то предпочтение отдается варианту, при котором оборудование быстрее изготавливается и монтируется.

Увеличение установленной мощности ГЭС по турбинному оборудованию сопровождается также соответствующим ростом мощности генераторов. Увеличение их мощности может оказаться выгодным тогда, когда расчетный напор ГЭС, по которому принимается ее установленная мощность, существенно меньше напора при НПУ водохранилища и особенно при форсированном уровне верхнего бьефа. В этих случаях выработка энергии ГЭС ограничивается недостаточной мощностью генераторов, целесообразность увеличения которой может быть проверена по зависимости (21.9).

21.6. НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ВЫБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЭС

При выборе основного оборудования ГАЭС к нему предъявляется ряд дополнительных требований, в том числе требование по обеспечению оптимального режима подачи воды из нижнего резервуара в верхний. Выполнение этого требования зависит, в большей мере чем для обычных ГЭС, от снижения потерь энергии при ее преобразовании. При этом нельзя также принимать чрезмерно большие капиталовложения, т. е. следует стремиться к оптимальному сочетанию этих показателей.

На основании существующего опыта проектирования, строительства и эксплуатации ГАЭС получены некоторые рекомендации для достижения указанного сочетания. Для условий равнинной части европейской территории страны напор проектируемых ГАЭС принимается в пределах 80—100 м при его колебаниях до 15—20%.

В этих условиях в качестве основного оборудования рекомендуются обратимые радиально-осевые гидромашины с синхронными односкоростными двигателями-генераторами и агрегатами с вертикальным валом.

С точки зрения получения наибольшего к. п. д. и лучшей маневренности следовало бы использовать трехмашинные агрегаты, но увеличение при этом капиталовложений не компенсируется эксплуатационными преимуществами.

При выборе оборудования ГАЭС следует стремиться к применению агрегатов с наибольшей единичной мощностью. Однако если для гидростанций это правило иногда ограничивается санитарными попусками воды и относительно большими колебаниями напоров, то для ГАЭС указанных напоров эти ограничения отсутствуют.

В отмеченных условиях возможно использование унифицированных обратимых гидроагрегатов, что удешевит и ускорит их изготовление.

В настоящее время отечественная промышленность освоила изготовление обратимых радиально-осевых гидромашин для расчетного напора около 100 м, мощностью 200 МВт в турбинном режиме, с диаметром рабочего колеса D_1=6,3 м и частотой вращения 150 об/мин.

При переходе к строительству ГЭС—ГАЭС, у которых напоры могут быть меньшими и с относительно большими колебаниями, возможно использование агрегатов меньшей мощности, а также обратимых гидромашин диагонального типа. Не исключено также применение на низконапорных ГЭС—ГАЭС осевых капсульных обратимых гидромашин.

Энергетические характеристики обратимых гидромашин. Наиболее удобными для выбора гидромашин являются главные универсальные характеристики, на которых совмещены изолинии к. п. д. турбинного и насосного режимов и приведены коэффициенты кавитации для насосного режима, который определяет заглубление основного оборудования ГАЭС.

На рис. 21.10 и 21.11 даны главные универсальные характеристики обратимых радиально-осевых и диагональных гидромашин, полученные на основании модельных испытаний для ГАЭС с расчетным напором 100 м, диаметром рабочего колеса D_1=6,3 м и частотой вращения n=150 об/мин. На рис. 21.12 показана эксплуатационная характеристика обратимой радиально-осевой гидромашины, которая построена по ее главной универсальной характеристике. При этом получены оптимальные значения к. п. д. насосного и турбинного режимов в зоне работы на полную пропускную способность при равных частотах вращения рабочего колеса в обоих режимах.

Учет масштабного эффекта при переходе от модели к натуре может быть выполнен по следующим формулам:

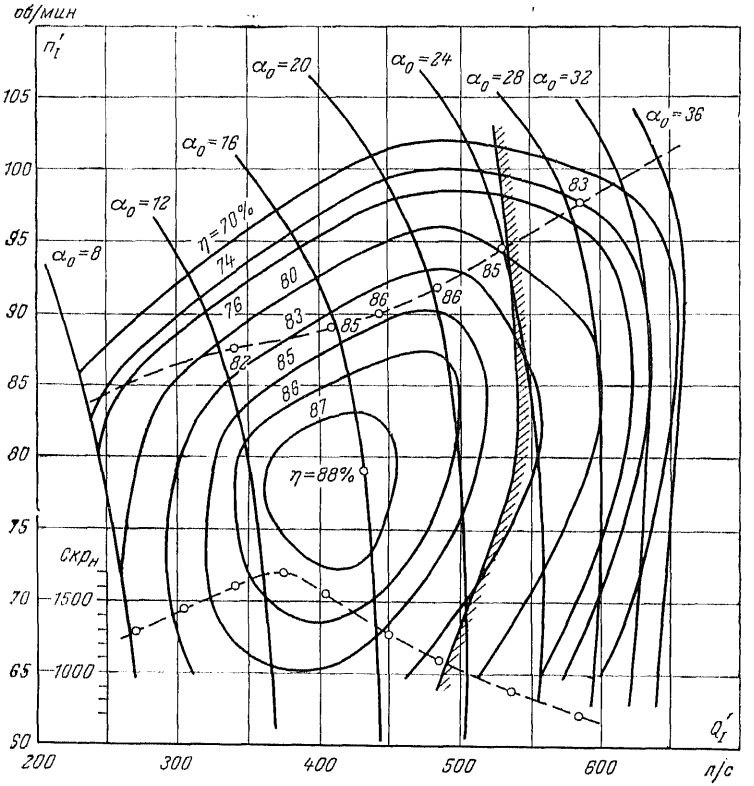


Рис. 21.10. Главная универсальная характеристика модели обратимой радиально-осевой гидромашины.
— — — — — насосный режим; ——— — турбинный режим.

для турбинного режима

$$\Delta\eta_т = (1-\eta_м)\,\varepsilon\left(1-\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_{1и}}}\sqrt[10]{\frac{H_м}{H_и}}\right), \qquad (21.10)$$

где $\Delta\eta_т$ — разница к. п. д. турбинного режима при диаметрах и напорах модели и натуры; $\varepsilon = 0{,}25 + 0{,}5\frac{Q'_I}{Q'_{Io}}$ при $Q'_I \leqslant Q'_{Io}$; $\varepsilon = 0{,}75$ при $Q'_I \geqslant Q'_{Io}$; Q'_I — приведенное значение расхода воды; Q'_{Io} — его оптимальное значение,

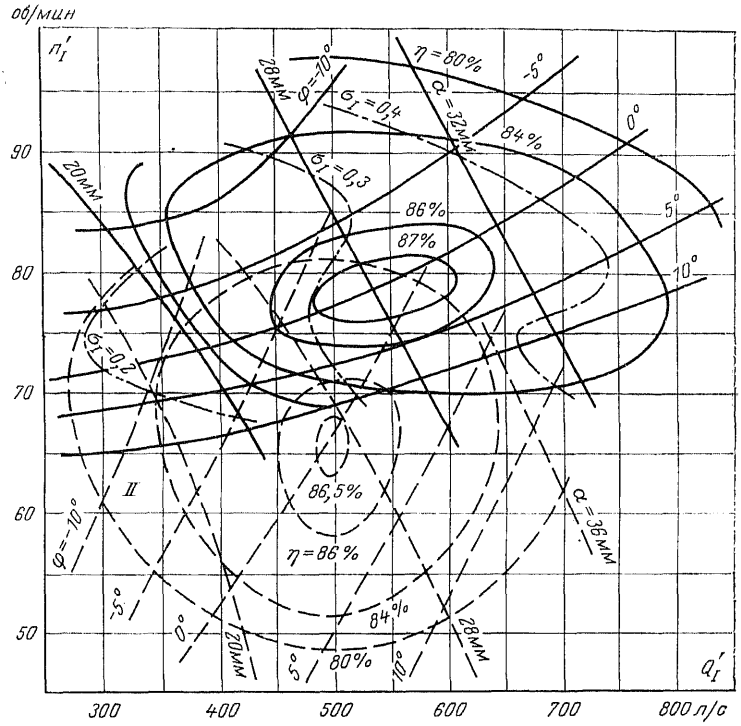


Рис. 21.11. Главная универсальная характеристика модели обратимой диагональной гидромашины.

——— — турбинный режим; — — — — насосный режим.

для насосного режима

$$\eta_{н.н} = 1 - (1 - \eta_{н.м}) \left(\frac{D_{1м}}{D_{1н}} \right)^{0,11}, \qquad (21.11)$$

где $\eta_{н.н}$, $\eta_{н.м}$ — к. п. д. насосного режима модели и натуры.

Разработаны также обратимые гидрогенераторы мощностью в турбинном режиме 200 МВт и в насосном 220 МВт с к. п. д. 98% в обоих режимах при нагрузке от 100 до 75%.

Выбор параметров основного оборудования. При известном напоре, типе гидромашин и максимальном диаметре рабочего колеса, которое может быть изготовлено и доставлено к месту строительства ГАЭС, выбор основного оборудования сводится к определению частоты вра-

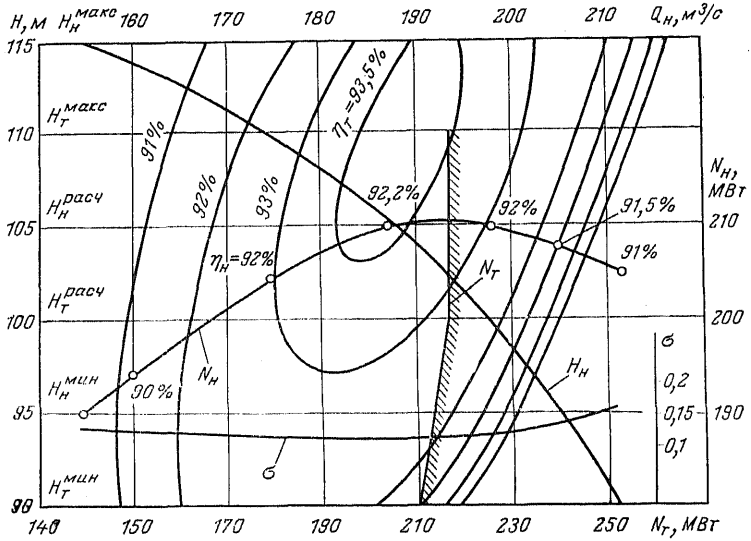


Рис. 21.12. Эксплуатационная характеристика обратимой радиально-осевой гидромашины.

щения агрегата в соответствии с расчетным напором проектируемой станции в обоих режимах и уточнению установленной мощности ГАЭС по оборудованию.

Исходными данными для решения этих задач являются: мощность и характерные режимы ГАЭС при разряде и заряде, энергетические характеристики гидромашин в обоих режимах, к. п. д. двигателей-генераторов, полезный объем резервуаров, потери напора в водопроводящих сооружениях, к. п. д. ГАЭС в обоих режимах, кривые связи уровней с объемами резервуаров.

Уточнение указанных параметров агрегата и ГАЭС может быть выполнено так же, как и для гидростанций, путем наложения области использования агрегата в обоих режимах на главную универсальную характеристику гидромашин или с помощью совмещения эксплуатационной и напорной характеристик ГАЭС.

Второй путь является предпочтительным, так как диаметр рабочего колеса известен, а синхронная частота вращения для указанных напоров изменяется в небольших пределах. При этом совмещение этих характеристик может быть выполнено не в логарифмических, а в обычных координатах.

Напорная характеристика ГАЭС при разряде отличается от аналогичной характеристики ГЭС тем, что сработка верхнего резервуара сопровождается не только снижением его уровня, но и одновременным заполнением и повышением уровня нижнего резервуара. При этом влияние неустановившегося режима на изменение напора не имеет существенного значения для решения рассматриваемых здесь задач. Поэтому пределы напора брутто при разряде ГАЭС определяются его наибольшим значением, составляющим разность отметок между НПУ верхнего и УМО нижнего резервуаров и наименьшим напором, определяемым как разность отметок УМО верхнего и НПУ нижнего резервуаров. При заряде пределы изменения напора брутто находятся аналогичным образом.

Для определения действующего или подведенного к гидромашинам напора в турбинном режиме необходимо из его общего напора брутто вычесть гидравлические потери в водопроводящих сооружениях. При этом следует учесть, что изменение рабочей мощности ГАЭС ведется главным образом путем включения агрегатов на их полную мощность не только в насосном режиме, но и при разряде. Объясняется это тем, что линия ограничения пропускной способности турбинного режима на эксплуатационных характеристиках обратимых радиально-осевых гидромашин проходит вблизи оптимума к. п. д. (рис. 21.12) и поэтому при работе ГАЭС в объединенных энергетических системах нет необходимости включать агрегат на частичную мощность и снижать тем самым к. п. д. аккумулирования. В условиях эксплуатации могут быть и случаи работы агрегатов в зоне оптимума к. п. д. с неполным открытием направляющего аппарата, например при выполнении ГАЭС функции частотного резерва, но для расчета потерь напора в водопроводящих сооружениях можно с достаточной точностью принять полную пропускную способность агрегатов.

Таким образом, для получения напорной характеристики турбинного режима ГАЭС следует вычесть гидравлические потери напора в водопроводящих сооружениях одного агрегата, загруженного на полную мощность, из напоров брутто при наполненном и сработанном верхнем резервуаре. Полученные напорные характеристики в виде двух горизонтальных прямых

(рис. 21.13) являются линиями ограничения по напору при разряде.

Для режима заряда, когда гидромашины работают на постоянном открытии направляющего аппарата, гидравлические потери напора, соответствующие максимальной пропускной способности этого открытия, суммируются с наибольшим и наименьшим напорами брутто. Получаемые при этом параллельные прямые являются линиями ограничения работы оборудования по напору при работе ГАЭС в режиме заряда (рис. 21.13).

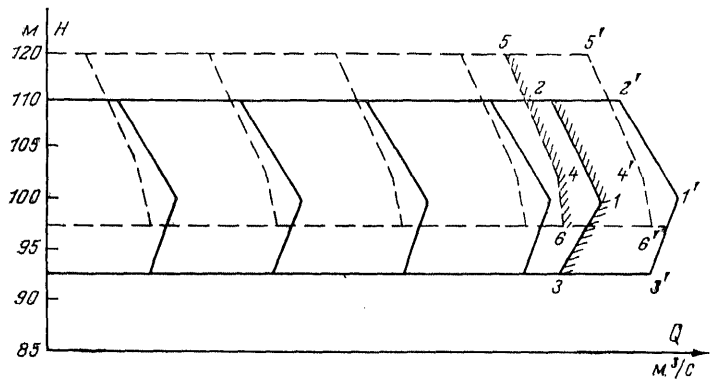


Рис. 21.13. Напорная характеристика ГАЭС.
——— — турбинный режим; — — — — насосный режим.

Определение расчетных по мощности напоров ГАЭС. На полученных напорных характеристиках следует показать расчетный в обоих режимах напор и провести ограничения по расходам воды при принятой в энергетических расчетах мощности ГАЭС до выбора основного оборудования.

Расчетные напоры определяются местом ГАЭС при заряде и разряде в перспективном суточном графике нагрузки энергосистем во время прохождения ее годового максимума. Расчетный напор разряда соответствует работе ГАЭС установленной мощностью в последний час прохождения максимума указанного графика нагрузки.

Расчетный напор заряда ГАЭС принимается по последнему часу прохождения ночного провала нагрузки, когда ГАЭС работает всеми агрегатами с наибольшей потребляемой мощностью.

Последовательность определения расчетных напоров:

1. Находится энергия разряда $Э_р$ и заряда $Э_з$ ГАЭС по средним значениям напора и полезного объема резервуаров:

$$Э_р = \frac{V\overline{H}_т\eta_т}{367}; \qquad (21.12)$$

$$Э_з = \frac{\overline{H}_н V}{367\eta_н}, \qquad (21.13)$$

где $\eta_т$, $\eta_н$ — к. п. д. турбинного и насосного режимов, принимаемые по оптимальным значениям на эксплуатационных характеристиках (рис. 21.12) с учетом к. п. д. двигателя-генератора при его загрузке более 75% мощности; $\overline{H}_т$, $\overline{H}_н$ — среднеарифметические между $H^{макс}$ и $H^{мин}$ значения напоров для турбинного и насосного режимов; V — полезный объем аккумулирования, одинаковый для обоих резервуаров, м³.

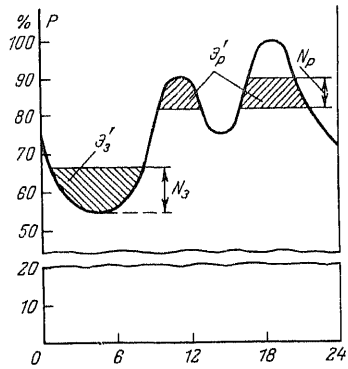


Рис. 21.14. Режим работы ГАЭС в перспективном графике нагрузки.

2. Расположив энергию разряда ГАЭС в перспективном графике нагрузки энергосистемы (рис. 21.14), получим рабочие мощности проектируемой станции $N_р$ и $N_з$ в обоих режимах работы. Эти мощности в дальнейшем уточняются при выборе основного оборудования и резервной мощности ГАЭС.

Расчетные напоры $H_т$ и $H_н$ определяются по энергии $Э'_р$ и $Э'_з$, которая должна быть выработана при разряде и получена от других электростанций во время заряда ГАЭС к концу прохождения максимума и минимума нагрузки энергосистемы. По этим значениям энергии (заштрихованы на рис. 21.14) определяется объем верхнего резервуара на конец времени разряда мощностью $N_р$, а по объему находятся отметки верхнего и нижнего резервуаров и соответствующий расчетный напор $H_р$. Таким образом, по энергии заряда к концу времени прохождения ночного минимума нагрузки $Э_з$ определяются

объем воды, перемещаемой из нижнего в верхний резервуар, соответствующие отметки уровней в обоих резервуарах и расчетный напор $H_з$.

3. Определение обоих расчетных по мощности напоров, соответствующих значениям $Э'_р$ и $Э'_з$, может быть выполнено по энергетическим характеристикам резервуаров при разряде $Э_р(V)$ и заряде $Э_з(V)$ ГАЭС [35].

Для получения характеристики $Э_р(V)$ кривая объемов верхнего резервуара $z_{в.р}(V)$ разбивается на ряд элементарных значений ΔV в пределах от НПУ до УМО. Далее для каждого объема ΔV определяются началь-

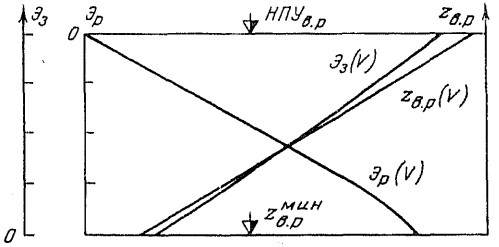


Рис. 21.15. Энергетическая характеристика резервуаров ГАЭС.

ная, конечная и средняя отметки верхнего резервуара, а также соответствующие отметки нижнего резервуара по кривой его объема $z_{н.р}(V)$ в пределах от УМО до НПУ. По разности средних отметок обоих резервуаров на каждом интервале ΔV находятся средний напор и энергия $\Delta Э$ по формуле (21.12). Последовательное суммирование элементарных значений объемов ΔV и энергии $\Delta Э$ дает возможность построить энергетическую характеристику в режиме разряда $Э_р(V)$ (рис. 21.15).

Таким же образом строится энергетическая характеристика заряда $Э_з(V)$, но элементарные значения потребляемой энергии находятся по (21.13). При этом расчет начинается с заполненного до НПУ нижнего резервуара и сработанного до УМО верхнего резервуара (рис. 21.15).

По энергии разряда $Э_р$ и характеристике кривой $Э_р(V)$ находятся объем сработки верхнего и наполнения нижнего резервуаров, их соответствующие отметки и искомый расчетный по мощности напор $H_{р.т}$. Аналогич-

но по характеристике $Э_э(V)$ определяется расчетный напор $H_{р.п}$.

4. По расчетным напорам при разряде и заряде ГАЭС находятся соответствующие значения $Q_т$ и $Q_н$. Для этого используются формулы мощности ГАЭС в следующем виде:

$$Q_т = \frac{N_р}{9{,}81\eta_т H_{р.т}}; \qquad (21.14)$$

$$Q_н = \frac{N_з\eta_н}{9{,}81 H_{р.н}}, \qquad (21.15)$$

где $N_р$, $N_з$ — рабочие мощности разряда и заряда ГАЭС (рис. 21.14); $\eta_т$, $\eta_н$ — к. п. д. обоих режимов, принимаемые так же, как в (21.12) и (21.13).

По (21.14) и (21.15) при постоянных значениях мощности и к. п. д. ГАЭС в обоих режимах определяется также расход воды для максимального и минимального напоров и проводятся линии ограничения пропускной способности (рис. 21.13). Ограничения по минимальной пропускной способности определяются эксплуатационными характеристиками основного оборудования ГАЭС.

Число агрегатов находится по их номинальной мощности, соответствующей расчетному напору и диаметру рабочего колеса гидромашины. Но при делении мощности ГАЭС с расчетным напором на мощность одного агрегата их число принимается с округлением в большую сторону. Это обусловливается не только целочисленностью агрегатов, но и необходимостью расположения на ГАЭС нагрузочного и краткосрочного резерва. Кроме того, увеличение числа агрегатов может потребоваться при недостаточности ночного времени для заряда, т. е. заполнения всего объема верхнего резервуара.

Последнее требование усугубляется также в том случае, когда пропускная способность насосного режима меньше турбинного (рис. 21.13), что обусловлено ограничением по кавитации и необходимостью уменьшения заглубления оборудования и здания ГАЭС.

Приняв таким образом число агрегатов и установленную мощность станции по оборудованию, уточним частоту вращения агрегатов из условия, чтобы оптимальные значения к. п. д. совмещались с линиями расчетных напоров в обоих режимах.

Пример совмещения напорных и эксплуатационных характеристик приведен на рис. 21.13, где последние

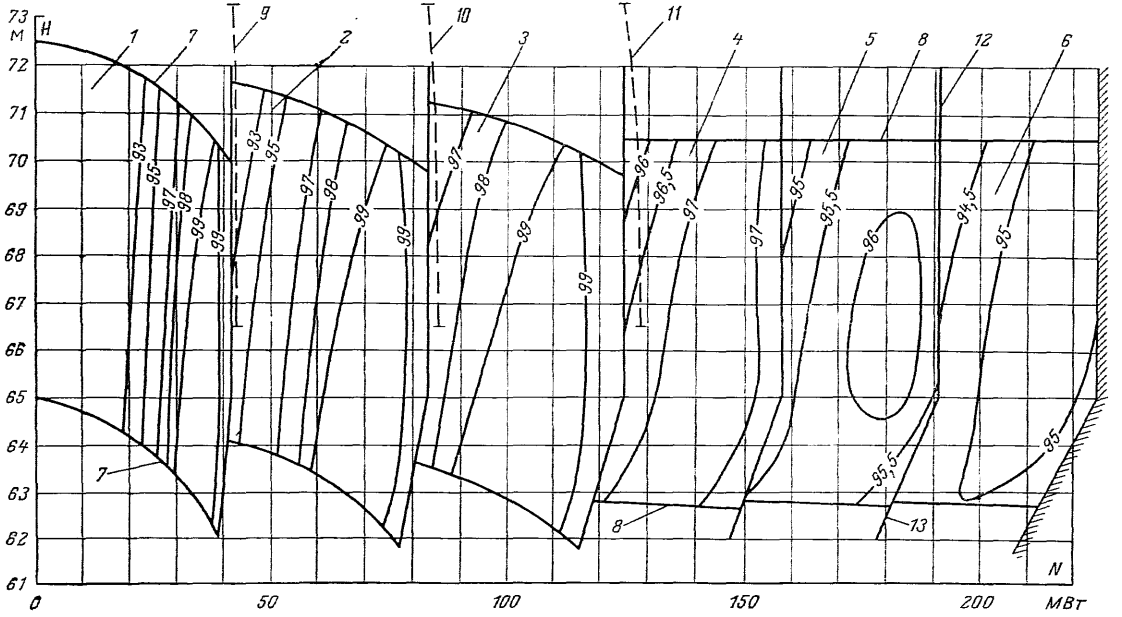


Рис. 21.16. Эксплуатационная характеристика ГАЭС с разнотипным оборудованием.

1, 2, 3 — работа одного, двух и трех прямых агрегатов; *4—6* — то же обратимых совместно с прямыми агрегатами; *7, 8* — ограничения по напору прямых и обратимых агрегатов; *9, 10, 11* — работа обратимых агрегатов в насосном режиме; *12, 13* — ограничения по генераторам и турбинам.

показаны только линиями включения агрегатов, суммарная мощность и пропускная способность которых, ограниченная линией *1′-2′-3′*, превосходит эти показатели проектируемой ГАЭС, полученные до выбора оборудования.

Иногда может потребоваться анализ целесообразности увеличения полученного выше числа агрегатов на одну или более единиц. Если это дополнительное оборудование предполагается использовать как общесистемный аварийный или частотный резерв, то экономическое обоснование такой мощности должно вестись путем сопоставления капиталовложений и издержек по соответственно заменяемой мощности на других электростанциях.

Возможно также, что рассматриваемый дополнительный агрегат в летнее время будет использован как внутристанционный ремонтный резерв, что не сократит выработку энергии и рабочую мощность ГАЭС в это время, улучшив тем самым возможность ремонта теплового оборудования, и сократит требуемую для этого ремонтную мощность ТЭС.

Для некоторых проектируемых, а также действующих гидроэлектростанций может возникнуть потребность анализа целесообразности увеличения их мощности и выработки энергии за счет гидроаккумулирования, т. е. установки на них помимо прямых еще и обратимых гидроагрегатов.

При этом напоры ГЭС—ГАЭС могут отличаться от рассматривавшихся выше 80—100 м, а также достигать колебаний до 30% и более за счет сработки водохранилища. В этих условиях возможно, как отмечалось, применение не только радиально-осевых, но и диагональных, и даже осевых обратимых гидромашин. При этом возникает задача сравнения вариантов различного типа гидромашин. Кроме того, основное оборудование ГЭС—ГАЭС обычно принимается в виде сочетания прямых и обратимых агрегатов. В связи с этим появляется необходимость выбора не только типа гидромашин, но и количества прямых и обратимых гидроагрегатов.

Решение этих задач возможно в такой последовательности: сначала выбирается прямое оборудование, так же как для обычной гидроэлектростанции — по ее заданной мощности и режиму работы (см. § 21.4, 21.5). Затем при проектировании новой ГЭС—ГАЭС или уве-

личении мощности существующей ГЭС рассматриваются варианты увеличения мощности и выработки энергии этих станций при установке двух и более обратимых агрегатов. Выбор оптимального варианта определяется технико-экономическим анализом (см. § 19.8, 19.9) с учетом капиталовложений, издержек и других показателей.

Для учета режима работы ГЭС—ГАЭС при выборе прямого и обратного оборудования необходимо построение эксплуатационных характеристик этих совместно работающих агрегатов при режимах заряда и разряда. Пример такой характеристики в координатах H—N приведен на рис. 21.16, где изолинии к. п. д. даны в относительных величинах, получаемых по зависимости $\eta_a = \eta'_a : \eta^{макс}$, где η'_a — к. п. д. агрегатов и $\eta^{макс}$ — то же при его максимальном значении. Методика построения эксплуатационных характеристик прямых и обратимых совместно работающих агрегатов приведена в [35].

ПРИЛОЖЕНИЕ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГОСТРОИТЕЛЬСТВА

Таблица П.1

Установленная мощность гидроэлектростанций и выработка электроэнергии

Показатели	Годы					
	1950	1960	1965	1970	1975	1980 (план)
Установленная мощность, млн. кВт	3,2	14,8	22,2	31,4	40,5	52,6
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	12,7	50,9	81,4	124,4	126,0*	179,1
Удельный вес в электробалансе страны, %:						
по установленной мощности	16,3	22,2	19,3	18,9	18,7	19,4
по выработке электроэнергии	14,1	17,4	16,1	16,8	12,2	13,8

* 1975 г. был маловодным. В условиях средней водности выработка энергии на ГЭС достигла бы 146 млрд. кВт·ч.

Таблица П.2

Установленная мощность на гидроэлектростанциях СССР и развитых капиталистических стран, млн. кВт

Страна	Годы			
	1960	1965	1970	1975
США	33,2	44,5	55,8	66,5
СССР	14,8	22,2	31,4	40,5
Канада	18,6	21,8	28,3	37,3
Япония	12,7	16,3	20,1	24,9
Бразилия	3,8	5,4	8,8	16,1
Франция	10,2	12,7	15,2	17,3
Норвегия	6,4	9,8	12,8	16,8
Италия	12,6	14,3	15,0	15,4
Швеция	7,0	9,1	15,0	12,7

Таблица П.3

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях СССР и развитых капиталистических стран, млрд. кВт·ч

Страна	Годы				
	1960	1965	1970	1975	1978
США	149,5	197,0	250,7	303,2	284,3
Канада	105,9	117,1	156,7	202,4	229,0
СССР	50,9	81,4	124,4	126,0	169,7
Норвегия	30,9	48,9	57,3	77,4	78,0
Бразилия	18,4	25,5	39,9	72,0	103,0
Япония	58,5	76,4	80,1	86,3	75,8
Франция	40,3	46,4	56,6	60,6	73,4
Швеция	31,1	46,4	41,5	57,6	52,7
Италия	46,1	43,0	41,3	45,1	52,7

Таблица П.4

Распределение действующих ГЭС на группы по мощности (на начало 1980 г.)

Показатели	Единичная мощность ГЭС, МВт					Суммарно	Средняя мощность ГЭС, МВт	%
	от 5 до 25	от 25 до 100	от 100 до 300	от 300 до 1000	1000 и более			
СССР								
Число ГЭС	61	57	33	21	14	186		100
%	33	31	18	11	7	100		
Суммарная мощность, МВт	744	2589	5535	9767	33 980	52 615	282	100
%	1	5	11	19	64	100		
Западные районы страны[1]								
Число ГЭС	31	49	26	12	7	125		67
%	25	39	21	9	6	100		
Суммарная мощность, МВт	427	2229	4428	5490	10 910	23 484	187	45
%	2	9	19	23	47	100		
Восточные районы страны								
Число ГЭС	30	8	7	9	7	61		33
%	49	13	11,5	15	11,5	100		
Суммарная мощность, МВт	317	360	1107	4277	23 070	29 131	480	55
%	1	2	4	14	79	100		

[1] К западным районам относятся вся европейская территория и Кавказ.

Таблица П.5

Крупнейшие гидростанции мира

Гидроэлектростанция	Страна	Река	Установленная мощность на начало 1980 г., МВт	Год ввода первого агрегата
Гранд Кули	США	Колумбия	6180*	1941
Красноярская имени 50-летия СССР	СССР	Енисей	6000	1967
Черчилл-Фолс	Канада	Черчилл	5225	1971
Братская имени 50-летия Великого Октября	СССР	Ангара	4500**	1961
Усть-Илимская имени Ленинского комсомола	СССР	Ангара	3840***	1973
Джон Дэй	США	Колумбия	2700	1968
Волжская имени XXII съезда КПСС	СССР	Волга	2541	1958

* Предусматривается расширение до 9780 МВт.
** Намечается увеличение установленной мощности до 4600 кВт в результате перемаркировки агрегатов.
*** Предусматривается расширение до 4320 МВт.

Таблица П.6

Крупнейшие гидроагрегаты в мире

Гидроэлектростанция	Страна	Река	Гидротурбины			Год ввода первого агрегата
			Мощность, МВт	Тип	Напор, м	
Гранд Кули	США	Колумбия	700	РО	87	1978
Саяно-Шушенская	СССР	Енисей	640	РО	220	1979
Красноярская имени 50-летия СССР	СССР	Енисей	500	РО	93	1967
Черчилл-Фолс	Канада	Черчилл	475	РО	318	1971
Майка	Канада	Колумбия	435	РО	183	1976
Кабора Басса	Мозамбик	Замбези	415	РО	103	1975
Нурекская	СССР	Вахш	300	РО	275	1972
Токтогульская	СССР	Нарын	300	РО	185	1975
Гордон Шрам	Канада	Пис	276	РО	152	1974
Братская имени 50-летия Великого Октября	СССР	Ангара	250	РО	106	1961
Чиркейская	СССР	Чиркей	250	РО	206	1974

Примечание. РО—радиально-осевая.

Таблица П.7

Удельные капиталовложения по ряду крупных гидроэлектростанций

Гидроэлектростанция	Установленная мощность, МВт	Выработка энергии, млрд. кВт·ч	Число часов использования	Удельные капиталовложения	
				руб/кВт	коп/(кВт·ч)
Плявинская имени В. И. Ленина	825	1,5	1860	93	5,0
Красноярская имени 50-летия СССР	6000	20,4	3500	94,2	2,8
Братская имени 50-летия Великого Октября	4500	22,6	5500	132	2,4
Волжская имени В. И. Ленина	2300	11,0	4800	300	6,3
Кременчугская имени 50-летия Великой Октябрьской социалистической революции	625	2,3	3680	332	9,0

Примечание. Волжская ГЭС имени В. И. Ленина и Кременчугская ГЭС, имеющие сравнительно низкие напоры и расположенные на равнинных реках и густонаселенных районах европейской части СССР, характеризуются наиболее высокими из приведенных капиталовложений. Плявинская ГЭС, имеющая малые затопления и малое число часов использования (остроконусный режим), характеризуется низкими удельными капиталовложениями. Сравнительно низкими капиталовложениями характеризуются также крупные ГЭС, расположенные в Сибири (Красноярская имени 50-летия СССР, Братская имени 50-летия Великого Октября). Капиталовложения приведены в ценах 1955 г. (в современном масштабе цен).

Таблица П.8

Удельные капиталовложения в гидроэнергетическое строительство по периодам

Показатели	Период (годы)		
	1966—1970	1971—1975	1976—1980 (план)
Ввод мощности, млн. кВт	9,1	9,2	12,1
Удельные капиталовложения, руб/кВт	297	293	316

Примечание. Применительно к динамике энергетического строительства по периодам показатель удельных капиталовложений является в известной степени условным, так как из-за относительной длительности сроков строительства ГЭС часть капиталовложений может не иметь отношения к вводимой в этот период установленной мощности.

При общей тенденции к уменьшению удельных капиталовложений в гидроэнергетическое строительство за счет технического прогресса и снижения числа часов использования установленной мощности ряд факторов действует в обратном направлении. К этим факторам относятся строительство ряда ГЭС в отдаленных северных и северо-восточных районах страны (Колымская, Богучанская и другие ГЭС) и сооружение объектов в труднодоступных горных и сейсмических районах (Токтогульская, Нурекская, Ингурская и другие ГЭС). Определенное влияние на динамику удельных капиталовложений по пятилетиям оказывает также возрастание капиталовложений на охрану окружающей среды и прежде всего на защиту земель от затопления и прочие компенсационные расходы при создании водохранилищ. Удельный вес строительства в этих особо сложных условиях все время возрастает.

Вместе с тем факторы технического прогресса, оказывая весьма большое воздействие на удельные капиталовложения, в основном нейтрализуют влияние повышенных стоимостей ГЭС, строящихся в отдаленных, высокогорных и сейсмических районах. Поэтому в перспективе ожидается сохранение удельных капиталовложений в гидротехническое строительство примерно на том же уровне.

Таблица П.9

Средняя себестоимость производства электроэнергии, коп/(кВт·ч), вырабатываемой электростанциями СССР

Себестоимость	Годы				
	1961	1970	1971	1972	1973
Средняя по ТЭС	0,756	0,790	0,770	0,764	0,759
Средняя по ГЭС	0,200	0,126	0,132	0,141	0,152
Средняя по СССР	0,626	0,660	0,654	0,661	0,666
Отношение себестоимости электроэнергии на ТЭС и ГЭС	3,8	6,3	5,8	5,4	5,0

Продолжение табл. П.9

Себестоимость	Годы					
	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Средняя по ТЭС	0,757	0,760	0,743	0,749	0,743	0,752
Средняя по ГЭС	0,141	0,163	0,165	0,160	0,142	0,149
Средняя по СССР	0,661	0,677	0,663	0,668	0,648	0,655
Отношение себестоимости электроэнергии на ТЭС и ГЭС	5,4	4,7	4,5	4,7	5,2	5,0

Примечание. Отсутствие топливной составляющей и сравнительно более низкий процент амортизационных отчислений приводят к тому, что себестоимость энергии на ГЭС существенно ниже, чем на тепловых электростанциях.

Таблица П.10

Себестоимость производства электроэнергии на гидроэлектростанциях, коп/(кВт·ч)

Гидроэлектростанция	Установленная мощность, МВт	Годы							
		1965	1970	1971	1972	1973	1975	1976	1979
Европейская территория СССР и Закавказье									
Волжская имени В. И. Ленина	2300	0,093	0,091	0,095	0,108	0,147	0,151	0,133	0,095
Волжская имени XXII съезда КПСС	2541	0,090	0,077	0,094	0,100	0,122	0,126	0,118	0,0856
Камская	504	0,140	0,141	0,125	0,133	0,145	0,186		0,139
Днепровская имени В. И. Ленина	650	0,074	0,048	0,050	0,081	0,072	0,102	0,232	0,089
Цимлянская	165	0,326	0,282	0,304	0,695	0,651	0,685	0,795	0,303
Каунасская	90	0,173	0,149	0,169	0,190	0,177	0,190	0,228	
Павловская	160	0,223	0,179	0,149	0,204	0,184	0,355	0,335	0,188
Азиатская территория									
Братская имени 50-летия Великого Октября	4500	0,090	0,061	0,054	0,053	0,052	0,052	0,055	0,0615
Фархадская	114	0,154	0,104	0,124	0,121	0,128	0,380	0,275	0,359
Бухтарминская	675	0,088	0,072	0,065	0,063	0,067	0,099	0,108	0,107
Усть-Каменогорская	322	0,076	0,057	0,051	0,050	0,053	0,095	0,100	0,112
Красноярская имени 50-летия СССР	6000	—	0,079	0,088	0,079	0,072	0,084	0,082	0,094

Примечание. Наиболее низкая себестоимость электроэнергии на гидроэлектростанциях, построенных в Сибири, на Волге, Днепре. Колебания себестоимости энергии по годам вызваны главным образом различной водностью рек.

Таблица П.11

Экономия условного топлива, обеспечиваемая выработкой электроэнергии ГЭС в 1979 г., по районам СССР

Район	Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	Экономия топлива, млн. т условного топлива
Европейская территория СССР		
Северо-Запад (включая Прибалтику и Белоруссию)	14,94	5,9
Центр — Поволжье — Урал	39,44	15,8
Юг	11,5	4,6
Северный Кавказ	5,82	2,3
Закавказье	8,1	3,2
Итого	79,8	31,8

Продолжение табл. П.11

Район	Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	Экономия топлива, млн. т условного топлива
Азиатская территория СССР		
Средняя Азия	20,43	7,1
Казахстан	3,54	1,2
Сибирь (Западная и Восточная)	60,7	21,2
Дальний Восток	7,5	3,2
Итого	92,17	32,7
Всего по СССР	171,97	64,5

Примечание. Экономия топлива, обеспечиваемая вводом ГЭС, определяется как разность расхода топлива в энергосистеме при сооружении заменяемой ТЭС и проектируемой ГЭС. При гипотетической предпосылке об отсутствии существующих ГЭС вместо них пришлось бы соорудить тепловые электростанции (в ряде случаев с низкими параметрами пара и соответственно с низкими к. п. д.).

Особенно важна экономия топлива, обеспечиваемая ГЭС в европейских районах страны. При отсутствии ГЭС в европейских районах пришлось бы построить эквивалентное количество паротурбинных и газотурбинных электростанций в основном на мазутном и газомазутном топливе с удельным расходом порядка 0,4 кг условного топлива на 1 кВт·ч. При этом произошло бы существенное увеличение суммарного потребления топлива на электростанциях европейской части СССР.

Северо-Западные районы европейской части СССР, включая Прибалтийские республики и Белоруссию, являются крупными потребителями топлива и энергии. Потребность районов значительно превышает возможности покрытия собственными топливными ресурсами, представленными в основном торфом и сланцем Прибалтийских республик и Белоруссии. Наряду с участием в топливном балансе природного газа и мазута — наиболее транспортабельных видов топлива — баланс сводится с привлечением сюда углей других районов страны, в основном донецких. В 1979 г. гидроэлектростанции рассматриваемых районов, выработав 14,9 млрд. кВт·ч, сэкономили 5,9 млн. т условного топлива, что существенно сократило завоз в этот район дальнепривозного донецкого и кузнецкого угля.

Промышленно развитые районы Центра, Поволжья и Урала европейской части располагают ограниченными ресурсами котельно-печного топлива, представленными в основном энергетическим углем подмосковного бассейна, мазута местных нефтеперерабатывающих заводов и ресурсами некоторых других местных видов топлива. Участие собственных топливно-энергетических ресурсов в покрытии потребности в котельно-печном топливе неуклонно снижается. Гидроэлектростанции этих районов, выработав в 1979 г. 39,4 млрд. кВт·ч, позволили сэкономить 15,8 млн. т условного топлива, что существенно сократило поставку донецкого и кузнецкого угля.

Топливный баланс Закавказья строится на использовании местных ресурсов — грузинских углей, бакинской нефти, а также гидроресурсов, которые в настоящее время имеют для этих районов большое значение, как и в прошлом, когда они являлись единственным энергоисточником и единственной базой для развития экономики. Экономия условного топлива, обеспеченная гидроэлектростанциями Закавказья в 1979 г. (3,2 млн. т условного топлива), в несколько раз превышала объем поставленного туда донецкого угля.

Топливно-энергетический баланс по стране в целом определяет необходимость соответствующих потоков топлива из восточных районов. В 1979 г. на электростанциях Сибири было выработано 60,7 млрд. кВт·ч электроэнергии и сэкономлено 21,2 млн. т условного топлива, что позволило высвободить эквивалентное количество кузнецких углей для транспорта в европейские районы СССР.

Таблица П.12

Штатные коэффициенты по ряду гидроэлектростанций

Гидроэлектростанция	Установленная мощность на начало 1980 г., МВт	Штатный коэффициент промышленно-производственного персонала за 1979 г., чел/МВт
Красноярская имени 50-летия СССР	6000	0,12
Братская имени 50-летия Великого Октября	4500	0,13
Днепровская имени В. И. Ленина	650,6	0,20
Волжская имени В. И. Ленина	2300	0,21
Волжская имени XXII съезда КПСС	2541	0,22
Воткинская	1000	0,29
Саратовская имени Ленинского комсомола	1360	0,32
Иркутская	662	0,32
Бухтарминская	675	0,36

Примечание. Штатный коэффициент промышленно-производственного персонала на ГЭС характеризуется числом промышленно-производственного персонала, приходящегося на 1 МВт установленной мощности. Штатный коэффициент зависит от мощности, числа агрегатов на станции и степени автоматизации ее управления.

Таблица П.13

Штатные коэффициенты по ряду конденсационных электростанций

Конденсационная электростанция	Установленная мощность на начало 1980 г., МВт	Штатный коэффициент промышленно-производственного персонала за 1979 г., чел/МВт
Криворожская	3000	0,53
Ириклинская	2400	0,57
Рефтинская	3300	0,56
Запорожская	3600	0,53

Таблица П.14

Экономия трудовых ресурсов, обеспечиваемая гидроэнергостроительством в 1979 г., тыс. чел.

Место работы	ГЭС			Заменяемая тепловая электростанция			Экономия (+), перерасход (—), обеспечиваемый гидроэнергостроительством		
	Эксплуатация	Строительство	Всего	Эксплуатация	Строительство	Всего	Эксплуатация	Строительство	Всего
Электростанции (с учетом ремонтных заводов)	27	75	102	179	40*	219	+152	—35	+117
Добыча топлива	—	—	—	162	15	177	+162	+15	+177
Транспорт топлива	—	—	—	44	3	47	+44	+3	+47
Итого:	27	75	102	385	58	443	+358	—17	+341

* Включая 15 тыс. чел., которые были бы заняты на строительстве заменяемых вариантов для неэнергетических компонентов водохозяйственного комплекса. Непосредственно на строительстве заменяемых ТЭС было бы занято 25 тыс. чел.

Таблица П.15

Затопления, вызываемые водохранилищами гидроэлектростанций

Период создания водохранилища	Число наиболее крупных водохранилищ	Полезный объем водохранилища, млн. м³	Затопление земель				
			Всего, тыс. га	В том числе:			
				Сенокосы, выгоны		Пашни, усадьбы, сады	
				Всего, тыс. га	Удельные, га/млн. м³	Всего, тыс. га	Удельные, га/млн. м³
До 1966 г.	79	303 600	4009,0	1127,0	3,71	409,0	1,35
1966—1970 гг.	11	48 071	592,91	163,15	3,39	60,96	1,27
1971—1975 гг.	11	48 371	697,02	178,96	3,71	36,85	0,76
1976—1980 гг.	14	79 579	795,61	163,06	2,05	43,48	0,55
Всего:	115	479 621	6094,54	1632,17	3,41	550,29	1,15

Примечание. В прошедшие годы широкий масштаб гидроэнергетического строительства на европейской территории, вызванный напряженностью топливно-энергетического баланса и нуждами комплексного освоения водных ресурсов, был связан со значительными затоплениями. Водохранилищами гидроэлектростанций, построенных в нашей стране на 1.01.1976 г., затоплено 5,3 млн. га, в том числе 2,0 млн. га сельскохозяйственных земель. Отметим, что общий размер сельскохозяйственных земель, занятый под водохранилища гидроэлектростанций, составляет 4% общей площади сельскохозяйственных земель, занятых под капитальное строительство за последние 60 лет. В связи со смещением гидроэнергостроительства в предгорные и горные районы Кавказа и Средней Азии и в хозяйственно менее освоенные восточные и северо-восточные районы страны удельные затопления на 1 млн. м³ полезной емкости водохранилищ снижаются.

Таблица П.16

Технико-экономические показатели обвалования по гидроузлам

Показатели	Гидроузлы	
	Чебоксарский	Нижнекамский
Общая площадь земель, ограждаемых путем обвалования от затоплений, тыс. га	20	25
В том числе земли сельскохозяйственного назначения, тыс. га	16,4	23
Удельный вес капиталовложений в защитные мероприятия в сметной стоимости гидроузлов, %	7,5	12

Примечание. Уменьшение размера затоплений сельскохозяйственных земель достигается путем проведения работ по обвалованию прибрежных зон водохранилищ.

Таблица П.17

Действующие и стоящиеся гидроэлектростанции СССР мощностью 100 МВт и более (по состоянию на 1980 г.)

№ п/п.	Гидроэлектростанция	Река	Компоненты водохозяйственного комплекса[1]	Напор[2], м	Объем водохранилища, млрд. м³		Гидроэлектростанция			Ввод в эксплуатацию	
					полный	полезный[1а]	Тип[1в]	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	Первого агрегата	На полную мощность
1	Андижанская	Карадарья	ИЭ	95	1,7	1,6	П	140	0,43	Строится	
2	Байпазинская	Вахш	ИЭ	56	0,12	0,08	П	600	2,48	Строится	
3	Богучанская	Ангара	ЭКТ	71	58,2	23,1	П	4000	17,70	Строится	
4	Братская имени 50-летия Великого Октября	Ангара	ЭКТ	106	169,4	48,2	П	4500[3]	22,40	1961	1967[1г]
5	Бурейская	Бурея	ЭР	124	22,5	11,5	П	1700	6,50	Строится	
6	Бухтарминская	Иртыш	ЭТИ	67	49,7[4]	30,6	П	675	2,19	1960	1966
7	Верхне-Свирская	Свирь	ЭТ	16,3	оз. Онежское	17,5[5]	П	160	0,62	1951	1952
8	Волжская имени В. И. Ленина	Волга	ЭТИВ	25	57,0	29,0	П	2300	10,20	1955	1957
9	Волжская имени XXII съезда КПСС	Волга	ЭТИВ	27	31,5	8,2	П	2563	11,10	1958	1961
10	Воткинская	Кама	ЭТИ	21	9,4	3,7	П	1000	2,20	1961	1963
11	Газалкентская	Чирчик	Э	29,2	—	С	П	120	0,42	1980	—
12	Головная	Вахш	ИЭ	31	—	С	П	210	1,15	1962	1966

13	Горьковская	Волга	ЭТВ	16	8,8	2,8	П	520	1,51	1955	1956
14	Гюмушская	Раздан	ЭИ	328	—	С	Д	224	0,87	1953	1953
15	Днепровская имени В. И. Ленина	Днепр	ЭТВ	35,4	3,3	0,8	П	1479	4,14	—	—
	В том числе:										
	Днепрогэс	Днепр	—	—	—	—	—	651	3,64	1932 1947	1939[6] 1950
	Днепровская II	Днепр	—	—	—	—	—	828	0,50	1974	1980
16	Днепродзержинская	Днепр	ЭТВИ	12,6	2,4	0,3	П	352	1,25	1963	1964
17	Днестровская	Днестр	ЭИР	55	3,0	2,0	П	700	0,80	1980	—
18	Жинвальская	Арагви	ЭВИ	186	0,5	0,4	Д	130	0,50	Строится	
19	Загорская ГАЭС	Кунья	Э	100	—	С	Д	1200	1,20	Строится	
20	Зарамагская	Ардон	Э	632	—	С	Д	369	0,85	Строится	
21	Зейская	Зея	ЭРТ	98,3	68,4	38,2	П	1290	4,91	1975	1979
22	Зеленчукская[7]	Зеленчук	ЭИВ	234	—	С	Д	320	0,70	Строится	
23	Ингурская	Ингури	ЭРИ	409,4	1,1	0,7	См	1300	4,43	1978	1979
24	Ирганайская	Аварское Койсу	ЭИ	205	0,7	0,4	См	800	1,28	Строится	
25	Иркутская	Ангара	ЭК	31	оз. Байкал	46,4[8]	П	662,4	4,10	1956	1958
26	Кайраккумская	Сырдарья	ЭИ	24,5	4,1	2,7	П	126	0,69	1956	1957
27	Кайшядорская ГАЭС	Неман	Э	110	—	С	Д	1600	2,40	Строится	
28	Камская	Кама	ЭТИ	19,5	12,2	9,8	П	504	1,70	1954	1957
29	Канакерская	Раздан	ЭИ	181	—	С	Д	102	0,42	1936	1941
30	Каневская	Днепр	ЭТВ	10,5	2,6	0,3	П	420	0,82	1972	1975
31	Капчагайская	Или	ЭИ	46,9	28,1	6,6	П	434	1,16	1970	1971
32	Каунасская	Неман	ЭТ	19,5	0,5	0,2	П	100,8	0,34	1959	1960
33	Каховская	Днепр	ЭТИВ	16,0	18,2	6,8	П	351	1,19	1955	1958
34	Кегумская	Даугава	Э	16	—	С	П	240	0,69	1939 1978	1940[9] 1979

Продолжение табл. П.17

№ п/п.	Гидроэлектростанция	Река	Компоненты водохозяйственного комплекса[1]	Напор[2], м	Объем водохранилища, млрд. м³		Гидроэлектростанция			Ввод в эксплуатацию	
					полный	полезный[3]	Тип[3]	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	Первого агрегата	На полную мощность
35	Киевская	Днепр	ЭТ	11,5	3,7	1,2	П	350	0,59	1964	1968
36	Киевская ГАЭС	Днепр	Э	73,1	—	С	Д	235	0,11	1970	1972
37	Крапивинская	Томь	Э[10]	44,7	11,7	9,7	П	300	1,89	Строится	
38	Красногорская Верхняя	Канал[7] Зеленчук—Кубань	ЭИВ	40	—	С	П	102	0,32	Строится	
39	Красногорская Нижняя	То же[7]	ЭИВ	42	—	2	П	108	0,34	Строится	
40	Красноярская имени 50-летия СССР	Енисей	ЭТ	101	73,3	30,4	П	6000	20,0	1967	1971
41	Кременчугская	Днепр	ЭТВИ	17	13,5	9,1	П	625	1,38	1959	1963
42	Кривопорожская	Кемь	Э	29	0,6	С	П	180	0,48	Строится	
43	Курпсайская	Нарын	Э	106	0,4	С	П	800	2,63	Строится	
44	Куршавская № 2	Кубань-Калаусский канал	ЭИВ	123	—	—	Д	184	0,60	1967	1969
45	Ладжанурская	Ладжанури и Цхенис-цкали	Э	135	—	С	Д	111,8	0,52	1960	1960
46	Лесогорская	Вуокса	Э	17,8	—	С	П	108	0,70	1937/1944	1937[6]/1946

47	Майнская	Енисей	ЭТ	15,2	—	С	П	340	1,70	Строится	
48	Миатлинская	Сулак	Э	60,5	—	С	П	220	0,68	Строится	
49	Мингечаурская	Кура	ЭИТРВ	64,6	16,0	7,4	П	371	1,35	1953	1954
50	Нарвская	Нарва	Э	25	—	С	Д	125	0,70	1955	1955
51	Нижнекамская	Кама	ЭТ	15,0	13,8	4,6	П	1248	2,55	1979	—
52	Нижне-Свирская	Свирь	ЭТ	13,4	—	С	П	109,1	0,54	1933/1945	1934[6]/1948
53	Новосибирская	Обь	ЭТ	19,8	8,8	4,4	П	455	1,68	1957	1959
54	Нурекская	Вахш	ЭИ	275	10,5	4,5	П	2700	11,44	1972	1979
55	Павловская	Уфа	ЭТ	32,9	1,4	0,9	П	166,4	0,59	1958	1959
56	Перепадная № 1	Ингури и Эристцкали	Э	62,6	—	С	Д	220	0,67	1971	1971
57	Плявинская имени В. И. Ленина	Даугава	Э	40	0,5	0,1	П	825	1,54	1965	1966
58	Рижская	Даугава	ЭВ	16,5	—	С	П	384	0,69	1974	1975
59	Рогунская	Вахш	ЭИ	307	11,6	8,6	П	3600	13,59	Строится	
60	Рыбинская	Волга	ЭТИР	18	25,4	16,7	П	330	1,10	1941	1945
61	Саратовская имени Ленинского комсомола	Волга	ЭТИВ	13	12,9	С	П	1360	5,40	1968	1975
62	Саяно-Шушенская	Енисей	ЭТК	217	31,3	15,3	П	6400	23,70	1978[11]	—
63	Светогорская	Вуокса	Э	17,1	—	С	П	100,5	0,68	1937/1945	1939[6]/1947
64	Татевская	Воротан	Э	568	—	С	Д	157	0,67	1970	1970
65	Токтогульская	Нарын	ЭИР	177	19,5	14,0	П	1200	4,40	1975	1976

Продолжение табл. П.17

№ п/п.	Гидроэлектростанция	Река	Компоненты водохозяйственного комплекса[1]	Напор[3], м	Объем водохранилища, млрд. м³		Гидроэлектростанция			Ввод в эксплуатацию	
					полный	полезный[13]	Тип[18]	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	Первого агрегата	На полную мощность
66	Тюямуюнская	Амударья	ИЭ	24	7,80	5,3	П	150	0,77	Строится	
67	Угличская	Волга	ЭТ	11	1,3	0,60	П	110	0,24	1940	1941
68	Усть-Илимская имени Ленинского комсомола	Ангара	ЭТК	88	59,4	2,8	П	4320	21,70	1974	1980
69	Усть-Каменогорская	Иртыш	ЭТ	41,8	0,6	С	П	331,2	1,58	1952	1959
70	Учкурганская № 1	Нарын	ЭИ	36	—	С	П	180	0,66	1961	1964
71	Фархадская	Сырдарья	ЭИ	32,5	—	С	Д	126	0,84	1947	1949
72	Ходжикентская	Чирчик	ЭИ	34	—	С	П	165	0,56	1976	1976
73	Храмская I	Храми	Э	421	0,3	0,2	Д	113,4	0,22	1947	1949
74	Храмская II	Храми	Э	330	—	С	Д	110	0,37	1963	1963
75	Худонская	Ингури	Э	190	0,3	0,2	П	740	1,80	Строится	
76	Цимлянская	Дон	ЭТИВ	26,7	23,8	11,5	П	204	0,57	1952	1954

77	Чарвакская	Чирчик	ЭИ	14,7	2,0	1,6	П	600	2,00	1970	1972
78	Чардаринская	Сырдарья	ИЭР	25	5,7	4,7	П	100	0,54	1964	1966
79	Чебоксарская	Волга	ЭТИ	15	14,2	5,7	П	1404	3,50	1980[14]	—
80	Чиркейская	Сулак	ЭИР	199	2,8	1,32	П	1000	2,43	1974	1976
81	Шамбская	Воротан	Э	336	0,1	0,1	Д	171	0,30	1977	1977
82	Шамхорская	Кура	ЭИ	55	2,7	1,4	П	380	0,81	Строится	
83	Шульбинская	Иртыш	ЭИТ	29	2,4	1,5	П	700	1,66	Строится	

[1] Основные компоненты водохозяйственного комплекса: В — водоснабжение, И — ирригация, Р — регулирование стока для уменьшения угрозы наводнения, Т — водный транспорт, Э — энергетика, К — ГЭС, на базе которых формируются территориально-производственные комплексы.

[2] Напоры: для приплотинных ГЭС, работающих в каскаде, дан статических напор, для всех деривационных ГЭС — максимальный напор брутто (разность отметок нормального подпорного уровня верхнего бьефа головного узла и нижнего бьефа станционного узла).

[3] Из 20 агрегатов введены 18.

[4] Оз. Зайсан подпирается на 6 м.

[5] С учетом части объема Онежского озера, используемого в качестве полезного объема водохранилища ГЭС.

[6] Числитель — ввод мощности на ГЭС в период первоначального строительства, в знаменателе — то же в период послевоенного восстановления.

[7] Зеленчукская ГЭС — головная в Зеленчукском каскаде по переброске стока р. Зеленчук в верховьях р. Кубани, выше головного сооружения Кубань-Калаусского канала. В каскаде еще две ГЭС — Верхняя и Нижняя Красногорские.

[8] С учетом части объема оз. Байкал, используемого для регулирования стока в пределах естественных колебаний уровней.

[9] В знаменателе — даты увеличения мощности ГЭС.

[10] Крапивинский гидроузел строится с целью создания водохранилища санитарного назначения, для осуществления попусков чистой воды с целью разбавления очищенных промышленных и бытовых стоков, поступающих в реку на участке от Кемерово до Томска.

[11] Введено 3200 МВт.

[12] Малые объемы суточного регулирования обозначаются буквой «С» без указания объема.

[13] Приняты три категории ГЭС: приплотинные (П), смешанные (СМ) и деривационные (Д).

[14] Введено 2 агрегата из 18.

[15] В 1967 г. было закончено строительство ГЭС вводом 18 агрегатов из 20 по проекту, в том числе 16 агрегатов по 225 МВт и 2 агрегата по 250 МВт, всего на мощность 4100 МВт. В последующие годы все агрегаты были перемаркированы на мощность 250 МВт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. **Автоматизация** управления энергообъединениями/ Под ред. С. А. Совалова. — М.: Энергия, 1979. — 431 с.

2. **Гидроэнергетика** и комплексное использование водных ресурсов СССР/ Под ред. П. С. Непорожнего. — М.: Энергия, 1970. — 320 с.

3. **Гидроэнергетические** станции/ Под ред. Ф. Ф. Губина и Г. И. Кривченко. — М.: Энергия, 1980.

4. **Жимерин Д. Г.** Проблемы развития энергетики. — М.: Энергия, 1978. — 287 с.

5. **Золотарев Т. Л.** Гидроэнергетика. — М.: Госэнергоиздат, 1950. — 196 с.

6. **Использование** водной энергии/ Под ред. Д. С. Щавелева. — Л.: Энергия, 1976. — 642 с.

7. **Маркович И. М.** Режимы энергетических систем. — М.: Энергия, 1969. — 352 с.

8. **Мелентьев Л. А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. — М.: Высшая школа, 1976. — 336 с.

9. **Прузнер С. Л., Златопольский А. Н., Некрасов А. М.** Экономика энергетики СССР. — М.: Высшая школа, 1978. — 471 с.

10. **Электрификация СССР** (1967—1977 гг.)/ Под ред. П. С. Непорожнего. — М.: Энергия, 1977. — 312 с.

11. **Электрические** системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем/ Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1979. — 448 с.

12. **Энергетика СССР** в 1976—1980 годах/ Под ред. А. М. Некрасова и М. Г. Первухина. — М.: Энергия, 1977. — 287 с.

13. **Энергетические ресурсы** СССР. Гидроэнергетические ресурсы. — М.: Наука, 1967, 600 с.

14. **Энергетические** системы. Кибернетика электрических систем/ Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1974. — 328 с.

Дополнительная

15. **Авакян А. Б., Шарапов В. А.** Водохранилища гидроэлектростанций СССР. — М.: Энергия, 1977. — 400 с.

16. **Аршеневский Н. Н.** Обратимые гидромашины гидроаккумулирующих электростанций. — М.: Энергия, 1977. — 240 с.

17. **Бабурин Б. Л., Файн И. И.** Экономическое обоснование гидроэнергостроительства. — М.: Энергия, 1975. — 121 с.

18. **Бернштейн Л. Б.** Приливные электростанции. — М.: Гидроэнергоиздат, 1961. — 271 с.

19. **Вендров С. Л., Дъяконов К. Н.** Водохранилища и окружающая среда. — М.: Наука, 1976. — 136 с.

20. **Водноэнергетические** расчеты методом Монте-Карло/ Под ред. А. Ш. Резниковского. — М.: Энергия, 1969. — 304 с.

21. **Временные** указания по определению экономической эффективности капитальных вложений при проектировании гидроэнергетических объектов/ Министерство энергетики и электрификации СССР. — М.: 1971. — 64 с.

22. **Гидрологические** основы гидроэнергетики/ А. Ш. Резниковский, А. Ю. Александровский, В. В. Атурин и др. — М.: Энергия, 1979. — 332 с.

23. **Гидротехнические** сооружения комплексных гидроузлов/ Под ред. П. С. Непорожнего. — М.: Энергия, 1973. — 579 с.

24. **Горнштейн В. М.** Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах.—М.—Л.: Госэнергоиздат, 1959.— 248 с.

25. **Горский Ю. М.** Информационные аспекты управления и моделирования. — М.: Наука, 1978. — 223 с.

26. **Грянко П. П., Умов В. А., Шумилин С. А.** К выбору основных гидромеханических и геометрических параметров рабочего колеса радиально-осевой обратимой гидромашины на напор 100—110 м. — Изв. вузов. Энергетика, 1977, № 2, с. 116—120.

27. **Денисов И. П.** Основы использования водной энергии. — М.: Энергия, 1974. — 272 с.

28. **Елаховский С. Б.** Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах. — М.: Энергия, 1979. — 191 с.

29. **Железняков Г. В.** Гидрометрия. — М.: Колос, 1972. — 255 с.

30. **Железняков Г. В., Данилевич Б. Б.** Точность гидрологических измерений и расчетов. — Л.: Гидрометеоиздат, 1966. — 240 с.

31. **Журавлев В. Г., Обрезков В. И., Филиппова Т. А.** Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ. — М.: Энергия, 1978. — 296 с.

32. **Зарубаев Н. В.** Комплексное использование и охрана водных ресурсов. — Л.: Стройиздат, 1976. — 223 с.

33. **Инструкция** по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). — М.: Энергия, 1972. — 55 с.

34. **Инструкция** по разработке проектов и смет для промышленного строительства: СН 202-76/ Госстрой СССР. — М.: 1976.— 92 с.

35. **Кароль Л. А.** Гидравлическое аккумулирование энергии. — М.: Энергия, 1975. — 164 с.

36. **Кароль Л. А., Рабинкий В. М., Силаев Б. И.** Энергетические характеристики ГАЭС и их использование. — Изв. вузов. Энергетика, 1978, № 3, с. 101—108.

37. **Картвелишвили Н. А.** Стохастическая гидрология. — Л.: Гидрометеоиздат, 1975. — 161 с.

38. **Квятковский В. С.** Диагональные гидротурбины. — М.: Машиностроение, 1971. — 208 с.

39. **Клишевич Г. В.** Энергопроцесс гидроэнергетических установок. — Л.: Энергия, 1969. — 164 с.

40. **Коршунов Ю. М.** Математические основы кибернетики. М.: Энергия, 1972. — 376 с.

41. **Кривченко Г. И.** Гидравлические машины. — М.: Энергия, 1978. — 320 с.

42. **Крицкий С. Н., Менкель М. Ф.** Водохозяйственные расчеты. — Л.: Гидрометеоиздат, 1952. — 392 с.

43. **Крицкий С. Н., Менкель М. Ф.** Гидрологические основы речной гидротехники. — М.—Л.: Изд-во АН СССР, 1950. — 392 с.

44. **Кучмент Л. С.** Математическое моделирование речного стока. — Л.: Гидрометеоиздат, 1972. — 192 с.

45. **Леви И. И.** Инженерная гидрология. — М.: Высшая школа, 1968. — 240 с.

46. **Лугинский Я. Н., Семенов В. А.** Информационно-вычислительные системы с диспетчерским управлением. — М.: Энергия, 1975. — 160 с.

47. **Малинин Н. К.** Использование аналоговых вычислительных машин в водноэнергетических расчетах. — М.: Энергия, 1974. — 240 с.

48. **Малинин Н. К.** Использование аналоговых вычислительных машин для выполнения лабораторных и учебно-исследовательских работ, курсового и дипломного проектирования. — М.: МЭИ, 1975. — 192 с.

49. **Малинин Н. К.** Учебное пособие к практическим занятиям по курсу «Гидроэнергетика». Ч. II. — М.: МЭИ, 1976. — 102 с.

50. **Месарович М., Мако Д., Такахара И.** Теория иерархических многоуровневых систем. — М.: Мир, 1973. — 344 с.

51. **Методика** экономического выбора обеспеченной мощности гидроэлектростанций/ А. Л. Великанов, И. П. Дружинин, С. Н. Крицкий и др. — В кн.: Проблемы гидроэнергетики и регулирования речного стока. М.: 1960, с. 81—93.

52. **Модельные исследования** гидротурбин/ Ф. В. Аносов, А. В. Белобородов и др. — Л.: Машиностроение, 1971. — 288 с.

53. **Нежиховский Р. А.** Гидрологические расчеты и прогнозы при эксплуатации водохранилища. — Л.: Гидрометеоиздат, 1976. — 192 с.

54. **Никитин С. Н.** Основы гидроэнергетических расчетов. — М.: Госэнергоиздат, 1959. — 510 с.

55. **Нормы** продолжительности освоения проектных мощностей вводимых в действие предприятий. — М.: Экономика, 1975.—144 с.

56. **Нормы** продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений: СН 440-72. — М.: Стройиздат, 1972. — 592 с.

57. **Обрезков В. И.** Применение вычислительной техники в гидроэнергетических расчетах. — М.—Л.: Госэнергоиздат, 1963. — 216 с.

58. **Окороков В. Р.** Управление электроэнергетическими системами. — Л.: Изд-во ЛГУ, 1976. — 221 с.

59. **Оптимизация** режимов энергетических систем/ Под ред. В. М. Синькова. — Киев, Вища школа, 1976. — 308 с.

60. **Основы** выбора оптимальных решений в системах энергетики и водного хозяйства. Учебное пособие/ Под ред. Д. С. Щавелева. — Л.: ЛПИ, 1977. — 83 с.

61. **Плешков Я. Ф.** Регулирование речного стока. — Л.: Гидрометеоиздат, 1972. — 507 с.

62. **Подиновский В. В., Гаврилов В. М.** Оптимизация по последовательно принимаемым критериям. — М.: Советское радио, 1975. — 192 с.

63. **Положение** о порядке использования водных ресурсов водохранилищ СССР/ М-во мелиорации и водного хозяйства СССР. — М.: 1973. — 15 с.

64. **Проблемы** гидроэнергетики и регулирования речного стока.— М.: Изд-во АН СССР, 1960. — 194 с.

65. **Проточные** части радиально-осевых и диагональных гидромашин, перспективы их использования в ГАЭС/ Т. Л. Александрова, Л. П. Грянко и др. — В кн.: Вопросы проектирования и строительства гидроаккумулирующих электростанций и создания энергооборудования. — Л.: Энергия, 1974, с. 67—70.

66. **Резниковский А. Ш., Рубинштейн М. И.** Управление режимами водохранилищ гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1974— 176 с.

67. **Руководящие** указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. — М.: Наука, 1973.—63 с.

68. **Сборник** укрупненных показателей для определения сметной стоимости строительства гидроэлектростанций на предварительных стадиях проектирования: СУПС-69/ Гидропроект. — М.: 1976.— 47 с.

69. **Сванидзе Г. Г.** Математическое моделирование гидрологических рядов. — Л.: Гидрометеоиздат, 1977. — 296 с.

70. **Синяк В. С., Агаджанян С. И.** Информационное обеспечение ОАСУ. — М.: Статистика, 1976. — 136 с.

71. **Соколовский Д. Л.** Речной сток. — Л.: Гидрометеоиздат, 1952. — 492 с.

72. **Справочник** конструктора гидротурбин/ Под ред. Н. Н. Ковалева. — Л.: Машиностроение, 1971. — 304 с.

73. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С. С. Рокотяна. — М.: Энергия, 1977. — 287 с.

74. **Типовая** методика определения экономической эффективности капитальных вложений. — М.: Экономика, 1969. — 16 с.

75. **Топливный** эффект проектируемых гидроэлектростанций/ Б. Л. Бабурин, Е. А. Елохин, Е. М. Подольский и др. — М.: Энергия, 1965. — 116 с.

76. **Турбинное оборудование** гидроэлектростанций/ Под ред. А. А. Морозова. — М.—Л.: Госэнергоиздат, 1958. — 519 с.

77. **Файн И. И.** Оценка мероприятий, связанных с привлечением трудовых ресурсов, при экономическом обосновании объектов энергетического строительства. — Энергетическое строительство, 1978, № 1, с. 80—84.

78. **Филиппова Т. А.** Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1975. — 208 с.

79. **Цветков Е. В.** Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами гидростанций на ЦВМ. — М.: Энергия, 1967. — 134 с.

80. **Чугаев Р. Р.** Гидравлика. — Л.: Энергия, 1971. — 552 с.

81. **Шпак И. С.** Влияние хозяйственной деятельности на речной сток. — Труды IV Всесоюзного гидрологического съезда. — Л.: Гидрометеоиздат, 1976, т. 4, с. 479—487.

82. **Щавелев Д. С., Эрлихман Б. Л.** Основные положения проекта инструкции по распределению затрат между участниками водохозяйственного комплекса. — Гидротехническое строительство, 1973, № 4, с. 30—33.

83. **Эксплуатация** гидроэлектростанций/ Под ред. В. С. Серкова. — М.: Энергия, 1977. — 303 с.

84. **Электрические системы.** Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов/ Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1973. — 320 с.

85. **Эрлихман Б. Л.** Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1969. — 288 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Аванкамера 26
Автоматизированная система управления ГЭС (АСУ ГЭС) 406
— — — — предприятием (АСУП ГЭС) 406
— — — — технологическим процессом (АСУ ТП ГЭС) 406
— — — «Энергия» 395
— — — энергосистемы диспетчерское 437

Б

Баланс:
водный 56, 108
мощности в блоке агрегатном 147
— — турбине 139
— энергосистемы 286
напоров 89
расходов 107, 115
энергии энергосистемы 289
Бассейн:
водосборный 55
ГАЭС см. Бьеф ГАЭС
напорный 26
ПЭС см. Бьеф ПЭС
Бьеф:
ГАЭС верхний 103
— нижний 107
ГЭС верхний 101
— нижний 105
ПЭС верхний 105
— нижний 107

В

Вариант заменяемый 488
Вероятностный процесс 65
— — распределение Гаусса 72
— — — логарифмически нормальное 72
— — функции 72
Вмешательство в АСУ:
координирующее 390, 405
корригирующее 390
Водное законодательство 14, 17
Водноэнергетический кадастр 20
Водные ресурсы 7
Водный баланс 56, 108
Водопользователи 14
Водопотребители 14
Водораздел 55
Водохозяйственный комплекс (ВХК) 14, 476
Водохранилище:
воздействие на природу косвенное 26
— — — прямое 260
глубина сработки 528
наполнение 248
объем 13
— гарантированной отдачи 370, 378
— полезный 378
площадь зеркала 104, 467
сработка 248
Воды:
возвратные 55
сточные 16, 55
Волна:
непрерывная 234
обратная 234
отраженная 239
отрицательная 235
положительная 234
попуска 235
прерывная 234
профиль 234
прямая 234
Выборка из генеральной совокупности 67
Выработка электроэнергии 506
Высота отсасывания 549

Г

Галерея промывная 62
ГАЭС:
аккумулирования недельного 31
— сезонного 31
— суточного 31
двухмашинная 33
несовмещенная 29
смешанная (ГЭС—ГАЭС) 30
совмещенная 29
трехмашинная 33
четырехмашинная 33
Гидравлинский радиус 241
Гидроаккумулирование 28
Гидрограф 59
— расчетный 59
Гидрологический прогноз 69, 83
Гидрометрическая информация:
временной (календарный) ряд 66
статистические характеристики стока 66
Гидросфера 6
Гидроузел:
головной 26
станционный 26

Гидроэлектростанция см. ГЭС
Гидроэнергетика 10
Гидроэнергетическая установка (ГЭУ) 158
Гидроэнергетические ресурсы 6, 8, 9
— — валовые 7
— — потенциальные 7
— — технические 9, 22
— — экономические 9
Гиперповерхность 360
График:
— нагрузки диспетчерский 366
— максимальный 276
— минимальный 276
— нерегулярный (неплановый) 273
— регулярный (плановый) 273
— среднесуточный 276
турбин номенклатурный 541
ГЭС:
деривационная 25
компенсатор 258
компенсируемая 258
плотинная 24
плотинно-деривационная (смешанная) 27

Д

Движение оды:
неравномерное 233
неустановившееся 234, 236
равномерное 233
установившееся 233
Деривация:
несаморегулирующаяся 101
саморегулирующаяся 101
Диаметр рабочего колеса турбины 126
Дисперсия 71

З

Забереги 61
Забор воды 114
Задача оптимизации:
векторная 302
внутристанционного режима ГАЭС 178
— — ГЭС 158, 185
— — насосной станции 178, 195
многоцелевая 303
скалярная 303
субоптимизация 303
Задачи АСУ:
анализа 409, 425
контроля 409
обмена 409
управления 409
Закон распределения вероятностей 69
Заряд ГАЭС 28
Затраты:
замыкающие на топливо 497
приведенные 474
— удельные 522
суммарные 508
Зона водохранилища см. Объем водохранилища
Зоны графика нагрузки 273

И

Иерархическая система 404
Иерархический принцип 385, 397, 401
— уровень 391
Иерархия:
временная 399, 407
организационная 394, 408, 437
пространственная 399
ситуативная 400, 407
Издержки:
дополнительные 531
ежегодные 474, 486, 510
Интервал осреднения речного стока 68
Информация:
исходная вероятностно-определенная 305, 361
— детерминированная 305, 361
— неопределенная 305
среднеинтервальная 358
Использование водных ресурсов 13
— — — комплексное 13

К

Канал:
деривационный 26
несаморегулирующийся 26
Капиталовложения 474, 510, 531
— приращение 510
— удельные 485
Каскад ГЭС 43
— — разомкнутый 44
— — сомкнутый 44
Клетчатка вероятности 74
Комплекс:
технических средств АСУ 413, 417
энергетический 52
энерговодохозяйственный (водохозяйственный) (ВХК) 14, 476
Компоненты ВХК:
водный транспорт 14
водоснабжение 14
гидроэнергетика 14
ирригация 14
рыбное хозяйство 14
Коэффициент:
асимметрии 71
быстроходности турбины 126
вариации (изменчивости) 71
весовой (в многоцелевых задачах) 302
вытеснения ГЭС мощности заменяемых электростанций 518
гидроаккумулирования 41
емкости водохранилища 247
заполнения (плотности) графика нагрузки 274
использования установленной мощности 274
кавитации 560
Кориолиса 247
минимумы графика нагрузки 274
модульный 59
полезного действия гидроаккумулирования 41
— турбины 23
регулирования 257
стока 56
Шези 242
эффективности нормативный 474, 561
— — приведенный 478

Кривая:
нагрузки интегральная 347
подпора 93, 467
приливов см. Мареограмма
продолжительности расхода 64
распределения вероятностей 73
связи статистическая 245
— уровней и расходов 105
— — — — с учетом ледовых условий 106
— — — — — — подпора 106
стока интегральная 62
— — разностная 62
— обеспеченности 73
— — аналитическая 74
— — эмпирическая 73
— повторяемости 64
Критерий:
оптимальности максимума выработки гидроэнергии 300
— минимума расхода топлива 299
— — суммарных издержек 296, 357
— режима ГЭС 291
цели 265

Л

Лед:
взвешенный 61
донный 61
подводный 61
Ледовые явления 61

М

Мареограмма 46
Маркова цепи 76
Математическое ожидание 70
Межень 59
Метод:
балансовый 108
глобальный 360
диспетчерский см. График нагрузки диспетчерский
идентификации 368
композиционный 373
конечных разностей 243
локальный градиентный 360
Монте-Карло 79, 376
обобщенный 373, 470
относительных приростов 493
последовательной корректировки 365, 379
последовательных уступок 303
сеток 243
табличный 373, 470
теории волн малой амплитуды 243
характеристик 243
численный 243
экономической эффективности общей (абсолютный) 463
— — сравнительной 463
экспертных оценок 303
Модели:
авторегрессионные см. Маркова цепи
детерминистические 83
речного стока 58
Моделирование статистическое 79
Модель математическая:
нижнего бьефа 105
речного стока 58, 74, 86
энергосистемы без последействия 293
— детерминированная 293
— длительного режима 356
— линейная 293
— нелинейная 293
— с последействием 293
— стохастическая 293
Модуль стока 59
Модульный принцип 415
Мощность:
водотока 22
гидроагрегата рабочая 426
— связанная по напору 149
гидрогенератора 124, 128
— полезная 131
ГЭС вытесняющая 512, 522
— гарантированная 257, 514
— дублирующая 513, 519
— обеспеченная 124, 128
— полезная 124, 128
— рабочая 512
— резервная 512
насоса полезная 133
— потребляемая 133
турбины 136
электростанции замыкающей 507
энергосистемы вытесняющая 287
— дублирующая 287
— рабочая 286
— располагаемая 287
— свободная 288
— связанная 287

Н

Нагрузка энергосистемы:
базовая (базисная) 273
нерегулярная (случайная) 273
пиковая 273
полубазисная 273
полупиковая 273
регулярная неплановая 426
— плановая 273, 426
Надежность энергосистемы:
живучесть 276
устойчивость 276
Наносы:
взвешенные 62
влекомые 62
донные 62
Напор:
ГАЭС расчетный по мощности 569
ГЭС блока 90
— брутто 90
— геометрический 90
— подведенный проектный 92
— полный 90
— расчетный по мощности 149, 538, 554
насоса развиваемый 131
Норма стока 59

О

Обеспечение АСУ:
информационное 395, 407, 420
математическое 395, 407
техническое 395, 407, 412

Обеспеченность:
стока 248, 466
энергоотдачи расчетная 532
Объем водохранилища:
безопасности 378
гарантированной отдачи 370, 378
избыточный 378
полезный 378
Оптимальное планирование 292
— — ограничение допустимое 292
— управление 293
— — многоэтапное 292
— — непрерывное 292
— — одноэтапное 292
Оптимизация режимов ГЭС 291
— — — многоцелевая 301
Отдача гарантированная водохранилища 370
Открытие направляющего аппарата турбины 126
Отстойник 62
Охрана водных ресурсов 13, 16, 17

П

Паводок 60
Планирование режимов ГЭС:
долгосрочное 407
краткосрочное 390, 407
оперативное 407, 427
среднесрочное 407
Плотность распределения (вероятности) 73
Подача насоса 133
Показатели:
экономические ГЭС 506, 524
энергетические ГЭС 506, 524
— насоса дифференцированные 135
— — удельные 135
— турбины абсолютные 126
— — дифференциальные 127
— удельные 127
Показатель качества см. Критерий оптимальности
Половодье 60
Полынья 62
Потери:
воды 22
— на испарение 112
— —льдообразование 113
— — фильтрацию 114
мощности в генераторе 125, 131
— — — короткого замыкания 131
— — — на возбуждение 131
— — — холостого хода 133
— — деривации 124
— — насосе 134
— — — из-за гидравлических сопротивлений 134
— — сооружениях напорных 124
— — — отводящих 125
— — турбине 125, 129
— — — гидравлические 129
— — — механические 129
— — — объемные 129
напора ГЭС 91
— в деривации 91, 101
— — напорных водоводах 91, 96
— — отводящих сооружениях 91,
— за счет кривой подпора 93
— на трение 97
Правила:
использования водных ресурсов 383
управления водохранилищами 377
Приливные электростанции (ПЭС):
действия двустороннего 47
— одностороннего 47
многобассейновые 47
однобассейновые 47
Принятие решений в АСУ 388, 393, 403
Приток к ГЭС за счет осадков 111
Программирование:
математическое 305
стохастическое 305
Продолжительность использования:
максимума нагрузки 273
установленной мощности 274
Проектирование стадии:
технико-экономическое обоснование 457, 481
технический проект 459
рабочие чертежи 461
Процесс случайный стационарный 75

Р

Разряд ГАЭС
Расход:
бытовой 109
водохранилища 109
ГЭС 22, 59, 107
— базисный 250
— распределение 98
естественный 109
на фильтрацию 116
— шлюзование 116
неэнергетический 116
общий приток 109
реки средний 70
турбинный 115
удельный по мощности 130
Регулирование стока 8
— — буферное 259
— — водноэнергетическое 247
— — водохозяйственное 247
— — годичное 255
— — длительное 249
— — каскадное 259
— — компенсирующее 258
— — краткосрочное 249
— — многолетнее 256
— — недельное 254
— — сезонное 255
— — суточное 249
Режим:
водохранилища сработки — наполнения 216
— — — оптимальный 217
ГАЭС насосный 196
генератора нормальный 131
ГЭС оптимальный длительный 352
— — особый 350
— — суточный 320
насоса устойчивый 153
обратимой гидромашины устойчивый 153
реки ледовый 58
— термический 58
энергосистемы оптимальный 291

Режимные особые точки:
максимума к. п. д. 138
холостого хода 138
Резерв мощности:
аварийный 279
вращающийся 426
нагрузочный 279, 426
народнохозяйственный 278, 285
ремонтный 283
Резервуар уравнительный 26
Ремонт оборудования:
капитальный 283
текущий 283

С

Себестоимость энергии 486
Система:
автоматизированная управления ГЭС 406
— — — отображения информации 423
— — — сбора данных 420
водохозяйственная см. Комплекс энергохозяйственный
динамическая 264
кибернетическая 263
многоуровневая многоцелевая 387
одноуровневая одноцелевая 387
— многоцелевая 387
сложная 263
статическая 264
стохастическая (вероятностная) 264
— линейная 264
— нелинейная 264
электроэнергетическая 263
— концентрированная 272
— объединенная 12
— протяженная 272
Сооружения ГЭС подпорные 62
Срок окупаемости капиталовложений 476, 562
— — — дополнительных 509
— — — нормативный 476
Стандарт 71
Стоимость сметная 484
Сток речной 8, 68, 65, 74, 468
— — использование 13
— — обеспеченность 248, 466
— — поверхностный 55
— — подземный 55
— — регулирование 8, 247, 255
Структура мощности 12
Схема комплексного использования водных ресурсов:
бассейновая 454
генеральная 454
локальная 454
республиканского значения 454
союзного значения 454

Т

Трансформация половодья 259

У

Управление ГЭС оперативное 407
Уравнение:
баланса водного 56
— энергии 290
движения (динамическое) 242
неразрывности потока 242
Уровень:
АСУ 407
иерархии 388
— совместимость 388
подпорный нормальный (НПУ) 24
— форсированный (ФПУ) 24
Устройство:
отображения данных 414
сбора данных 420
Ущербы 533

Ф

Функция:
автокорреляционная 75
автоспектральная 75
управляющая 379
целевая 506, 509

Х

Характеристика энергетическая:
водохранилища 110, 216, 467
— динамическая 104
— морфометрическая 103
— статическая 104
ГАЭС напорная 214, 569
— — с агрегатами одинаковыми 195
— — — — разными 181
гидроагрегата 146
— дифференциальная (относительных приростов) 164, 168
— расходная 150, 164
— с ковшовыми турбинами 150
— эксплуатационная 151
гидрогенератора 144
— дифференциальная 146
гидромашины обратимой 152, 564
— — диагональной 152, 181, 566
— — радиально-осевой 152, 181, 565
гидротурбины 136
— дифференциальная 147
— кавитационная 559
— комбинаторная 128
— общая 127
—поворотно-лопастной 142
— рабочая 128, 141
— радиально-осевой 143
— универсальная 128, 544
— фазовая 127, 140
— эксплуатационная 128
— — напорно-мощностная 128
— напорно-расходная 128
ГЭС 124, 158
— деривационной 209
— кавитационная 556
— напорная 199, 533
— — динамическая 206
— — с агрегатами одинаковыми 185, 199
— — — — разными 158, 175
— — — учетом неустановившегося движения 206
— — — — подпора 204
— — — — потерь в водоводе 207
— — — — холостого сброса 203
— приплотинной 207
— расходная 110, 167
— русловой 199
— эксплуатационная 551

ГЭС — ГАЭС напорная 214
насоса 151
— осевого 155
— центробежного 152
насосных станций с одинаковыми агрегатами 195
— — — — — напорная 212
ПЭС напорная 212
режимная 358
— мгновенная 358
— относительных приростов 360
— рабочая 366
— среднеинтервальная 358, 366
— эквивалентная 367
ТЭС 309, 314, 324
— газотурбинной установки 316
— дифференциальная (относительных приростов) 364
— котлоагрегата 309
— турбины конденсационной 312
— — теплофикационной 313
— — — с одним регулируемым отбором пара 314
— эквивалентная КЭС 316

Ц

Целевая функция:
многоэкстремальная 360
одноэкстремальная 360
системы 265, 303
Цель системы кибернетической 265, 386
Цикл регулирования 249

Ч

Частота вращения турбины 126

Ш

Шуга 61
Шугоход 61

Э

Экономия топлива 531
— — удельная 519
Экстремум целевой функции 293
Электростанция:
атомная (АЭС) 51
гидроаккумулирующая см. ГАЭС
гидроэлектрическая см. ГЭС
замыкающая (заменяемая) 510
конденсационная (КЭС) 308
тепловая (ТЭС) 308
Энергосистема см. Система энергетическая
Эффект:
масштабный 562
мощностной 249
топливный 492, 511
эжекции 95

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 6

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Глава первая. **Основные схемы преобразования гидроэнергоресурсов в электроэнергию** 19
1.1. Общие положения 19
1.2. Гидроэлектрические станции 23
1.3. Гидравлическое аккумулирование энергии 28
1.4. Крупные насосные станции — потребители — регуляторы электроэнергии 42
1.5. Каскадные схемы ГЭС 43
1.6. Приливные электростанции 45
1.7. Энергетические комплексы 51

Глава вторая. **Гидрологические основы гидроэнергетики** 54
2.1. Общие положения 54
2.2. Речной сток как вероятностный процесс 65
2.3 Математические модели речного стока 74
2.4. Статистическое моделирование случайных процессов в гидрологии 79
2.5. Гидрологические прогнозы 83
2.6. Исходная гидрологическая информация 84

Глава третья. **Баланс напоров гидроэлектростанций** . . 88
3.1. Общие положения 88
3.2. Напор насосных станций, ГАЭС, ГЭС—ГАЭС и ПЭС 95
3.3. Потери напора в водоподводящих и отводящих сооружениях 96
3.4. Характеристики верхнего бьефа ГЭС 101
3.5. Характеристики нижнего бьефа ГЭС 105

Глава четвертая. **Баланс расходов гидроэнергетических установок** 107
4.1. Общие положения 107
4.2. Баланс расходов в верхнем бьефе ГЭС 109
4.3. Баланс расходов в нижнем бьефе ГЭС 115
4.4. Особенности баланса расходов для ГАЭС, ГЭС—ГАЭС, ПЭС и в каскаде 118

Глава пятая. **Энергетические характеристики гидроагрегатов** 124
5.1. Общие положения 124

5.2. Энергетические характеристики турбинных агрегатов 136
5.3. Энергетические характеристики насосов и обратимых гидромашин в насосном режиме 151

Глава шестая. **Энергетические характеристики гидроэнергетических установок** 155

6.1. Общие положения 155
6.2. Энергетические характеристики ГЭУ с разными агрегатами 158
6.3. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами 185

Глава седьмая. **Напорные характеристики гидроэнергетических установок** 197

7.1. Общие положения 197
7.2. Напорные характеристики ГЭС 199
7.3. Напорные характеристики ГАЭС, насосных и приливных станций 212

Глава восьмая. **Методы расчета режима сработки — наполнения водохранилища** 216

8.1. Общие положения 216
8.2. Энергетические характеристики водохранилища ГЭУ 216
8.3. Расчеты параметров режима ГЭС при водноэнергетическом и водохозяйственном использовании водохранилища 222

Глава девятая. **Неустановившееся движение воды в бьефах ГЭС** 233

9.1. Общие положения 233
9.2. Неустановившееся движение воды в нижнем бьефе ГЭС 236
9.3. Неустановившееся движение воды в верхнем бьефе ГЭС 239
9.4. Расчет неустановившегося движения воды в нижнем бьефе ГЭС 240

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМАХ

Глава десятая. **Регулирование речного стока водохранилищами ГЭС** 246

10.1. Общие положения 246
10.2. Виды водноэнергетического регулирования стока . . 249
10.3. Воздействие водохранилищ на окружающую среду . 260

Глава одиннадцатая. **Водохозяйственная и электроэнергетическая системы** 263

11.1. Общие положения 263
11.2. Энерговодохозяйственный комплекс (водохозяйственная система) 265
11.3. Электроэнергетическая система 267

11.3.1. Графики нагрузки 272
11.3.2. Надежность и резервы 276
11.3.3. Балансы мощности и энергии 286
11.4. Общие положения оптимизации режимов ГЭС в составе энергетической и водохозяйственной систем . . 291
11.4.1. Критерий оптимальности 295
11.4.2. Многоцелевая оптимизация 301
11.4.3. Исходная информация 305

Глава двенадцатая. **Оптимальные краткосрочные режимы гидроэлектростанций в составе энерговодохозяйственного комплекса** 306

12.1. Общие положения 306
12.2. Энергетические характеристики тепловых электростанций 308
12.3. Оптимальные режимы одиночной ГЭУ в суточном графике нагрузки 320
12.4. Оптимальные режимы ГЭУ в суточном графике нагрузки (общий случай) 340
12.5. Интегральные кривые нагрузки в расчетах режимов ГЭС 346
12.6. Особые режимы работы ГЭУ в суточном графике нагрузки 350

Глава тринадцатая. **Оптимальные длительные (до года включительно) режимы гидроэлектростанций** 352

13.1. Общие положения 352
13.2. Математическая модель 356
13.3. Исходная информация 361
13.4. Среднеинтервальные режимные характеристики . . 366

Глава четырнадцатая. **ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования и диспетчерские правила управления режимами работы водохранилищ** 369

14.1. Общие положения 369
14.2. Методы расчета многолетнего регулирования стока . 371
14.3. Диспетчерские правила управления режимами водохранилищ ГЭС 377

Глава пятнадцатая. **Основные понятия об автоматизированных системах управления** 384

15.1. Общие положения 384
15.2. Отраслевая автоматизированная система управления «Энергия» 395
15.3. Некоторые вопросы построения АСУ в водном хозяйстве 401

Глава шестнадцатая **Автоматизированная система управления ГЭС** 406

16.1. Общие положения 406
16.2. Классификация решаемых задач 409
16.3. Техническое обеспечение 412
16.4. Информационное обеспечение 420
16.5. Специальное математическое обеспечение 425

Глава семнадцатая. **Элементы автоматизированных систем диспетчерского управления энергосистемами** . . 437
17.1. Общие положения 437
17.2. Некоторые вопросы управления каскадами ГЭС . . 445

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЭС В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ СИСТЕМАХ

Глава восемнадцатая. **Введение в проектирование** 452
18.1. Общие положения 452
18.2. Составление схем комплексного использования и охраны водных ресурсов 454
18.3. Технико-экономическое обоснование гидроэнергетических объектов 457
18.4. Технический проект 459
18.5. Рабочие чертежи. Основные положения использования водных ресурсов водохранилищ 461

Глава девятнадцатая. **Методика определения эффективности проектируемых гидроэнергетических объектов** . 463
19.1. Общие положения 463
19.2. Водохозяйственные и водноэнергетические расчеты . 464
19.3. Экономическое сравнение вариантов 474
19.4. Нормативные коэффициенты эффективности и учет фактора времени 477
19.5. Условия энергетической и экономической сопоставимости вариантов 478
19.6. Капиталовложения и ежегодные издержки производства по проектируемым гидроэнергетическим объектам 480
19.7. Капиталовложения и ежегодные издержки производства по заменяемым объектам 488
19.8. Топливный эффект проектируемых ГЭС и замыкающие затраты на топливо 492
19.9. Затраты на привлечение рабочей силы 498
19.10. Особенности экономического обоснования ГАЭС . . 502
19.11. Распределение затрат между участниками водохозяйственного комплекса 503

Глава двадцатая. **Выбор основных параметров гидроэнергетических объектов** 506
20.1. Общие положения 506
20.2. Экономическое обоснование установленной мощности ГЭС 512
20.3. Экономическое обоснование отметки нормального подпорного уровня 523
20.4. Обоснование оптимальной глубины сработки водохранилища 528
20.5. Расчетная обеспеченность 532

Глава двадцать первая. **Выбор основного энергетического оборудования ГЭС** 537
21.1. Общие положения 537
21.2. Выбор турбин по номенклатуре 541

21.3. Выбор основного оборудования ГЭС по главным универсальным характеристикам 544
21.4. Использование логарифмических характеристик для выбора оборудования ГЭС 550
21.5. Технико-экономическое сравнение вариантов при выборе основного оборудования ГЭС 561
21.6. Некоторые сведения по выбору оборудования ГАЭС 563
Приложение. **Технико-экономические характеристики гидроэнергостроительства** 576
Список литературы 592
Предметный указатель 596

Гидроэнергетика: Учебник для студентов выс-
Г46 ших учебных заведений/ В. И. Обрезков, Н. К. Малинин, Л. А. Кароль и др.; Под ред. В. И. Обрезкова. — М.: Энергоиздат, 1981.—608 с., ил.

В пер.: 1 р. 50 к.

Учебник состоит из трех частей: в первой описывается процесс преобразования водной энергии на гидроэнергетических установках, во второй — оптимальные режимы гидроэнергетических установок и в третьей — основы проектирования ГЭС. Основной материал изложен с позиций системного анализа и математического моделирования.

Учебник рассчитан на студентов вузов, обучающихся по специальности «Гидроэлектроэнергетика», но может использоваться студентами и других энергетических специальностей: электрические станции, электрические системы, кибернетика электрических систем и автоматизация производства и распределения электроэнергии.

Книга может быть полезна также специалистам, занимающимся исследованием, проектированием и эксплуатацией ГЭС, а также вопросами автоматизации ее управления и проектирования.

Г $\frac{30314-073}{051(01)-81}$ 36-81(Э). 2305010000

ББК 31.5
6П2.11

ВАЛЕНТИН ИВАНОВИЧ ОБРЕЗКОВ
НИКОЛАЙ КОНСТАНТИНОВИЧ МАЛИНИН
ЛЕВ АВГУСТОВИЧ КАРОЛЬ
АРКАДИЙ ШМЕРОВИЧ РЕЗНИКОВСКИЙ
АЛЕКСЕЙ ЮРЬЕВИЧ АЛЕКСАНДРОВСКИЙ
МИХАИЛ ГЕОРГИЕВИЧ ТЯГУНОВ
ИЛЬЯ ИОСИФОВИЧ ФАЙН
ДИНА НИКОЛАЕВНА КОРОБОВА
ИРИНА АНАТОЛЬЕВНА ЖЕЖЕЛЕНКО

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Под ред. В. И. Обрезкова

Редактор *А. Ю. Александровский*
Редактор издательства *Т. П. Готман*
Переплет художника *Н. Т. Ярешко*
Технический редактор *Н. Н. Хотулева*
Корректор *М. Г. Гулина*
ИБ № 2213 («Энергия»)

Сдано в набор 23.09.80 Подписано в печать 10.12.80 Т-20631 Формат 84×108¹/₃₂
Бумага типографская № 1 Гарн. шрифта литературная Печать высокая
Усл. печ. л. 31,92 Уч.-изд. л. 34,48 Тираж 9000 экз.
Заказ 769 Цена 1 р. 50 к.

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

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10