

Т. А. ФИЛИППОВА

ОПТИМИЗАЦИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
РЕЖИМОВ
ГИДРОАГРЕГАТОВ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



«ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1975

В книге рассматриваются вопросы повышения эффективности гидроэлектростанций за счет назначения рациональных режимов гидроагрегатов. Основное внимание уделяется задачам выбора оптимального состава агрегатов и распределению нагрузки между ними. Для этих задач даются математические модели и алгоритмы расчетов, которые доведены до стадии программ для ЭЦВМ. Показана возможность включения рассмотренных алгоритмов в автоматизированную систему управления технологическими процессами ГЭС, т. е. в АСУ ГЭС. Дается методика оценки рациональности различных способов управления, подкрепляемая примерами расчетов для конкретных гидроузлов.

Книга рассчитана на широкий круг энергетиков, а также может быть полезна студентам энергетических и гидроэнергетических специальностей вузов.

Ф 30314-419
051(01)-75 82-75

© Издательство «Энергия», 1975 г.

Гидроэнергетика

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящей книге излагаются пути повышения эффективности гидроэлектростанций за счет назначения рациональных режимов работы гидроагрегатов.

Развитие этого направления обусловлено успехами математической науки, внедрением вычислительных машин в практику эксплуатации ГЭС и разработкой автоматизированных систем управления (АСУ) технологическим процессом гидроэлектростанций.

Вопросы выбора оптимального состава агрегатов являются частью большой и сложной проблемы создания методов и алгоритмов управления режимами сложных электроэнергетических систем. Проблемы оптимизации режимов электроэнергетических систем столь многогранны и обширны, что ни в одной из известных книг не нашли полного отражения все направления этой проблемы. Одним из направлений, слабо освещенным в литературе, являются и вопросы оптимального управления режимами и составами агрегатов, которым посвящена данная книга.

Многие общесистемные вопросы, достаточно широко рассмотренные в литературе, в книге либо не излагаются совсем, либо затрагиваются лишь в той степени, которая необходима для понимания основного содержания книги. К таким относятся методы наимыгоднейшего распределения нагрузки, учет потерь активной мощности в электрических сетях, методы водноэнергетических расчетов и пр.

Автор понимает, что многие вопросы, изложенные в книге, сейчас еще не решены полностью и безусловно получат свое дальнейшее развитие, поэтому работа не свободна от недостатков и никоим образом не претендует на полноту.

По своему содержанию и изложению книга доступна для широкого круга энергетиков, а также может быть

использована студентами электроэнергетических и гидроэнергетических специальностей.

При рассмотрении отдельных вопросов использовались результаты работ, выполненных под руководством автора О. А. Высоцким, Л. В. Ковалевской, В. С. Ларионовым и Т. Д. Фоминой.

Все замечания и пожелания по книге просьба направить в издательство «Энергия» по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Основные исследования в проблеме повышения эффективности эксплуатируемых гидроэлектростанций в настоящее время направлены на разработку путей рационального использования гидроэнергетических ресурсов. Это требует решения ряда сложных и многогранных задач. С первых шагов научных и инженерных исследований в области гидроэнергетики большое внимание уделялось параметрическим задачам. Уже имеются фундаментальные работы, посвященные научным, методическим и инженерным основам проектирования гидроэлектростанций. В их числе работы В. Г. Айвазяна, М. М. Гришина, Ф. Ф. Губина, В. П. Захарова, Т. Л. Золотарева, А. А. Морозова, Ш. Ч. Чокина, Д. С. Шавелева, Б. Л. Эрлихмана и др. Наряду с вопросами выбора параметров проектируемых гидроузлов в этих работах рассматриваются и режимные задачи.

Эксплуатации присуща определенная специфика в части проблем гидроэнергетики. Многие вопросы, имеющие второстепенное значение при проектировании, становятся основными при эксплуатации. Ввиду этого не для всех режимных задач можно перенести методы их решения, используемые при проектировании ГЭС, на период эксплуатации.

Круг вопросов, относящихся к проблеме эффективного использования гидроэнергетических ресурсов в период эксплуатации, в основном, включает задачи совершенствования технологического процесса производства электроэнергии и задачи рационального использования водных ресурсов водохранилищ ГЭС.

Наибольший прогресс наблюдается сейчас в решении задач рационального использования водных ресурсов водохранилищ. Основы методики их решения идентичны и для проектных и для эксплуатационных задач. Кроме работ, названных выше, широкую известность приобрели работы Н. А. Картвелишвили, П. А. Ляпиче-

ва, С. Н. Никитина, В. И. Обрезкова, Ю. П. Сырова, Е. В. Цветкова и др., в которых исчерпывающе разработана методика оптимизации режимов водохранилищ одиночных ГЭС и ГЭС, работающих в каскаде, разработаны алгоритмы и программы оптимизации режимов водохранилищ, причем многие программы находят практическое применение.

Иная картина наблюдается в области оптимизации режимов гидроагрегатов, например недостаточно разработана и освещена методика выбора состава работающих агрегатов ГЭС и распределения нагрузки между ними. Последние вопросы также рассматривались в работах, например, В. М. Горнштейна, В. Г. Журавлева, Л. А. Крумма, И. М. Марковича, В. С. Шаханова и др. Но эти работы посвящались, главным образом, методам назначения рациональных режимов электроэнергетических систем и поэтому задачи выбора состава и режима агрегатов ГЭС рассмотрены в них частично. Особенно мало уделено внимания выбору состава агрегатов ГЭС с позиции внутростанционной оптимизации. Под внутростанционными понимаются такие задачи оптимизации режимов гидроагрегатов, в которых для ГЭС задается график нагрузки на период оптимизации и все ограничения со стороны общей энергетической и водохозяйственной систем.

Широкое внедрение ЭЦВМ в практику инженерной деятельности и развернувшиеся работы по созданию автоматизированных систем управления (АСУ) технологическими процессами придают особую актуальность теоретическим исследованиям по разработке методов и алгоритмов эффективного назначения режимов гидроагрегатов. Обсуждение этих вопросов и экспериментальные расчеты показывают, что алгоритмы и программы, основанные на математических методах оптимизации, дают возможность получить существенный эффект по сравнению с традиционными методами, которые исторически сформировались в период ручного счета. Ввиду этого в книге большое внимание уделяется математическим моделям и алгоритмам оптимизации, причем с учетом возможности включения рассматриваемых алгоритмов в АСУ ГЭС. Почти все алгоритмы доведены до стадии машинных программ, и в книге приведены результаты их экспериментального опробования для конкретных гидроэлектростанций.

На действующих гидроэлектростанциях управление составами и режимами агрегатов производится с помощью режимной автоматики. Режимная автоматика не обеспечивает оптимальных условий работы агрегатов, и поэтому в книге рассматриваются вопросы целесообразности использования в АСУ более рациональных программ управления. Так как схемы управления режимами агрегатов, приводимые в книге, не нашли пока еще практического внедрения, они даются в структурном виде и, видимо, с течением времени могут претерпеть изменения.

Большое внимание уделяется инженерным задачам, прямо или косвенно связанным с оптимизацией режимов агрегатов. Так, подробно рассматриваются натурные характеристики агрегатов и станций, достоверность характеристик, приводится методика оценки эффективности решения различных режимных задач, даются обобщенные количественные показатели эффективности, полученные на примере действующих станций.

Работа не претендует на полное освещение рассматриваемых вопросов, но как представляется автору, будет полезной для их дальнейшего развития.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

1-1. ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПЦИИ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ

Наука о режимах энергосистем и электростанций интенсивно развивается в последние десятилетия. Достигнуты существенные успехи в решении основных режимных задач. Многие научные достижения внедрены в практику или находятся в стадии внедрения.

В комплекс режимных задач включаются различные инженерные задачи рационального производства и распределения мощности энергосистем с учетом их технических и экономических особенностей. Их решение имеет большую практическую и научную ценность. Опыт эксплуатации действующих энергосистем и большое количество экспериментальных расчетов показывают, что при рациональном ведении режимов может быть получена существенная экономия денежных средств. Если оценивать средний эффект оптимизационных расчетов в 0,5—1% расхода топлива в энергосистемах, ежегодная экономия денежных средств составит 2—5 млн. руб. Создание эффективных алгоритмов решения режимных задач — важный этап при разработке автоматизированных систем управления (АСУ). Математическое обеспечение АСУ включает программы назначения оптимальных энергетических режимов. Имеются и другие аспекты инженерной деятельности энергосистем, которые зависят или связаны с режимными задачами и убеждают нас в необходимости их правильного решения.

Особенности методологии решения режимных задач. Основной концепцией энергетики является системный подход. Нельзя получить максимальную экономичность, говорить об эффективных средствах управления при изолированном рассмотрении энергетических объектов и подразделений: станций, се-

тей, районных энергетических систем и т. д. Рассмотрение каждой режимной задачи с позиции общей энергетической системы связано с большими трудностями: математического, инженерного и вычислительного характера. Размерность задач становится неприемлемой, приходится учитывать технологию различных производств, решать задачи в динамике и т. д. Для преодоления этих трудностей разработан ряд методологических приемов, основанных на использовании обоснованных принципов решения и некоторых допущений. Рассмотрим основные из них.

Режимные задачи рассматриваются в виде комплексов подзадач с учетом всех взаимосвязей [Л. 3,27]. Алгоритм решения представляется в этом случае совокупностью алгоритмов отдельных подзадач. Правильнее было бы рассматривать единый алгоритм, описывающий процесс от начала производства энергии до ее потребления, например от добычи топлива до потребления электрической и тепловой энергии различными предприятиями народного хозяйства. Такая задача очень сложна и не может решаться вычислительными средствами.

Вводятся допустимые упрощения при разработке математических моделей отдельных подзадач и совокупности алгоритмов. Общую систему можно представить в виде иерархической совокупности более простых подсистем, но требования более общей системы являются обязательными для подсистем. Различают два основных вида иерархии — временную и пространственную. В задачах управления иногда выделяют еще ситуативную иерархию.

Временная иерархия обусловлена сложившейся системой планирования и управления в народном хозяйстве и различной достоверностью исходной информации на различных стадиях решения режимных задач. Например, нагрузка электропотребителей при эксплуатации прогнозируется с точностью 2—5%, а при проектировании 20—25%; экономические характеристики, соответственно 1—2% и 10—15%; технические характеристики 0,5—1% и 10—15% [Л. 16]. В некоторых случаях преобладает информация детерминированного характера, в других — вероятностного, а в третьих — неопределенного.

Использование принципа иерархии во времени позволяет выделить четыре самостоятельных уровня оптимизации режимов.

Стадия первая. Задачи прогнозирования решаются с заблаговременностью 15—20 лет. Режимные задачи имеют на этом уровне второстепенное значение и решаются лишь в связи с определением перспективы развития энергетики. Исходная информация характеризуется большой неопределенностью.

Стадия вторая. Задачи перспективного планирования решаются с заблаговременностью 5—10 лет. Режимные вопросы здесь более существенны и определяют в известной мере технические параметры оборудования и сооружений. Часть информации имеет уже вероятностный характер.

Стадия третья. Задачи текущего планирования решаются с заблаговременностью от одного до нескольких лет. На этом уровне роль режимных задач велика. Если первые две стадии являются только проектными, то на этой стадии решаются вопросы проектирования и эксплуатации. Информация представляется как в вероятностной, так и в детерминированной форме.

Стадия четвертая. Задачи оперативного планирования и управления. Заблаговременность их находится в пределах нескольких дней. Режимные задачи определяют экономику энергосистем. Информация, как правило, представляется в детерминированной форме.

Пространственная иерархия определяется сложившейся структурой организации управления. Например, техническое оперативное управление энергетикой включает следующие звенья управления: центральное диспетчерское управление страны (ЦДУ), объединенные диспетчерские управления зон (ОДУ), диспетчерские пункты районных энергетических систем (ДУ РЭС), диспетчерские пункты объектов (ДП).

Представление энергетики в виде иерархической системы приводит к некоторой потере точности, но делает разрешимой задачу оптимизации режимов. Используются и другие пути, например упрощение математических моделей, выделение из всего комплекса режимных задач главных и т. п., некоторые будут более подробно освещены при рассмотрении конкретных вопросов, изложенных в последующих главах.

Применяются различные критерии оптимальности. В соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и систем режимы должны удовлетворять требованиям: экономичности, надежности,

бесперебойности и стандартного качества энергии [Л. 35]. По существу режимные задачи являются многокритериальными. Однако ввиду физической несовместимости критериев и практической невозможности создания единого алгоритма расчета режимов системы применяется раздельное решение задач, имеющих различные критерии оптимальности.

В данной книге рассматриваются, главным образом, экономические задачи, в которых критерием оптимизации является величина, прямо или косвенно отражающая экономичность работы энергосистемы. Наиболее общим экономическим критерием для эксплуатируемых энергосистем являются эксплуатационные затраты (издержки производства)

$$I(R) = I_0(R) + Y_0(R) + Y_c(R) = \min, \quad (1-1)$$

где I — суммарные эксплуатационные затраты; I_0 — эксплуатационные затраты в энергосистеме; Y_0 — ущерб, наносимый потребителям энергии при нарушении надежности, бесперебойности и снижении качества энергии; Y_c — ущерб в смежных отраслях народного хозяйства при нарушении гарантий по выработке тепла, требований водохозяйственного комплекса гидроузла и пр.; R — вектор параметров режима.

Определение величины ущерба — сложная, самостоятельная и пока еще не решенная проблема. Так, если ГЭС работает с попусками воды в нижний бьеф меньшими, чем это требуется, то будет определен ущерб, но подсчитать его величину непросто. Или если напряжение в системе отклоняется от номинального, то будет наблюдаться перерасход энергии потребителями, но точно определить его в реальных условиях почти невозможно. Чтобы оценить подобные ситуации, необходимо знать функции ущерба, т. е. зависимость ущерба от вектора параметров режима. Получение их проблематично. Ввиду этого принято делить режимные задачи на два класса:

первый — режимы системы назначаются при условии обязательного выполнения требований по надежности, бесперебойности, качеству энергоснабжения и требований смежных отраслей. В этих задачах $Y_0(R) = 0$, $Y_c(R) = 0$ и оптимальный режим соответствует условию

$$I_0(R) = \min \quad (1-2)$$

при $R_{\max} \geq R \geq R_{\min}$;

второй — при назначении режимов системы нарушаются требования по надежности, бесперебойности, качеству энергоснабжения и требования смежных отраслей. Тогда $Y_a(R) \neq 0$, $Y_c(R) \neq 0$ и режим соответствует либо условию $H(R) = \text{мин}$, либо чаще всего условиям

$$Y_a(R) + Y_c(R) = \text{мин}; H_a(R) = \text{const.} \quad (1-3)$$

Смысл условия (1-3) заключается в том, что система находится в некотором предельном состоянии и ее эксплуатационные затраты постоянны, но так как и при этом у ряда потребителей имеются ущербы, то минимизируется суммарный ущерб.

Критерии оптимизации. Рассмотрим только те критерии, которые принимаются при решении задач экономического характера. В различных задачах используются экономические и технико-экономические критерии. Наиболее часто используются следующие:

$I_a \rightarrow \text{мин}$ — минимум эксплуатационных затрат;

$B \rightarrow \text{мин}$ — минимум расхода условного топлива;

$\eta \rightarrow \text{макс}$ — максимум к. п. д.;

$\mathcal{E} \rightarrow \text{макс}$ — максимум выработки электроэнергии;

$W \rightarrow \text{мин}$ — минимум стока на ГЭС и др.

Коротко охарактеризуем использование названных критериев.

Критерий $I_a \rightarrow \text{мин}$ является наиболее строгим и может использоваться на любом уровне иерархического деления процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии. В общем виде

$$I_a = I_b(B) + I_{y.п.}, \quad (1-4)$$

где I_b — затраты на топливо; $I_{y.п.}$ — условно-постоянные затраты на эксплуатацию, которые не зависят от режимов.

Тогда адекватны критерии $I_a \rightarrow \text{мин}$ и $I_b \rightarrow \text{мин}$. При этом

$$I_b = \sum_{j=1}^k \sum_{t=1}^m I_{bjt} C_{jt}, \quad (1-5)$$

где $t=1, 2, \dots, m$ — число расчетных интервалов времени; $j=1, 2, \dots, k$ — число тепловых электростанций; C_{jt} — цена топлива.

Организация эксплуатации энергосистем не позволяет пока в ряде случаев быстро и достаточно точно определить цену сжигаемого топлива. Обычно на электростан-

циях сжигается различное по стоимости топливо и цены на одну тонну условного топлива могут меняться в широких пределах, причем цены на топливо пока еще не соответствуют действительной стоимости топлива. Незнание цен заставляет часто идти на упрощение и считать, что они постоянны по энергосистеме, тогда критерием является расход условного топлива

$$B = \sum_{j=1}^k \sum_{t=1}^m B_{jt} \rightarrow \text{мин.} \quad (1-6)$$

Использование критерия (1-6), несмотря на принятые допущения, всегда целесообразно, так как речь идет о экономии топлива, но экономия в денежном выражении может быть неполной. Для общесистемных задач обычно и применяются критерии (1-5) и (1-6).

Ряд режимных задач является внутростанционным. Это задачи рационального использования оборудования и энергетических ресурсов электростанций при условии обязательного выполнения требований более общих систем (энергетических и неэнергетических) по режиму и объему производства энергии.

Для внутростанционных задач применяются экономические и технико-экономические критерии. Более простыми являются технико-экономические критерии, так как для них не требуется экономической информации.

Наконец, в задачах оптимизации режимов водохранилищ гидростанций может использоваться и критерий максимальной выработки электроэнергии ГЭС [Л. 33]. Он является упрощенным и, так как при его использовании не требуется системная информация, то этот критерий широко используется при текущем планировании работы эксплуатируемых ГЭС.

Выбор критерия оптимизации является важным и в ряде случаев предопределяющим моментом разработки алгоритмов решения конкретных задач.

1-2. ВЫБОР СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

При оптимизации нормальных режимов энергосистемы решаются взаимосвязанные задачи выбора оптимального состава работающих на электростанциях агрегатов и распределения нагрузки между электростанция-

ми и агрегатами с учетом всех станционных и системных ограничений как мгновенного, так и интегрального характера. Эффективность наивыгоднейшего распределения нагрузки системы оценивается экономией 0,5—1,5% суммарного расхода топлива, а эффективность оптимизации состава агрегатов может быть в несколько раз выше.

Методы и алгоритмы наивыгоднейшего распределения нагрузки достаточно полно разработаны [Л. 9, 27], наоборот, выбор состава агрегатов производится пока еще на основе приближенных методов. Объясняется это тем, что задача выбора оптимального состава агрегатов является целочисленной, нелинейной и имеет очень высокую размерность. Если в системе имеется на различных станциях n агрегатов и каждый из них может быть либо включен, либо отключен, то число возможных вариантов будет 2^n . В среднем в энергосистемах имеется несколько десятков агрегатов, поэтому даже для мелкой системы с числом агрегатов $n=20$ размерность задачи составляет примерно $1 \cdot 10^6$. Для получения решения в общем случае необходимо рассчитать и сравнить все возможные сочетания агрегатов, причем распределение нагрузки между станциями и агрегатами должно быть оптимальным. Для этого можно было бы применить простой перебор всех возможных вариантов, но осуществить его при современном укрупнении энергосистем невозможно даже при использовании ЭЦВМ. Каких-то корректных математических методов, подавляющих размерность этой задачи, пока не найдено, поэтому используются компромиссные (не строгие) методы решения. Наиболее разработанными являются две модификации задачи выбора состава агрегатов.

Задача 1. Выбор состава агрегатов при заданных графиках нагрузок электростанций.

Задача 2. Определение очередности отключения (или подключения) агрегатов из числа (k числу) работающих.

При решении первой задачи используется принципиальная схема, показанная на рис. 1-1, а. Из схемы видно, что при выборе оптимального состава агрегатов требуется решать по крайней мере еще две сложные оптимизационные задачи, т. е. задачу построения оптимальных энергетических характеристик станций (блок 3) и задачу наивыгоднейшего распределения нагрузки между станциями (блок 4). Вычислительные трудности сов-

местного решения всех смежных задач заставляют либо вообще разрывать обратную связь от блока 4 к блоку 1, либо ограничивать число станций, на которых оптимизируется состав агрегатов. Тот и другой пути связаны с потерей точности решения.

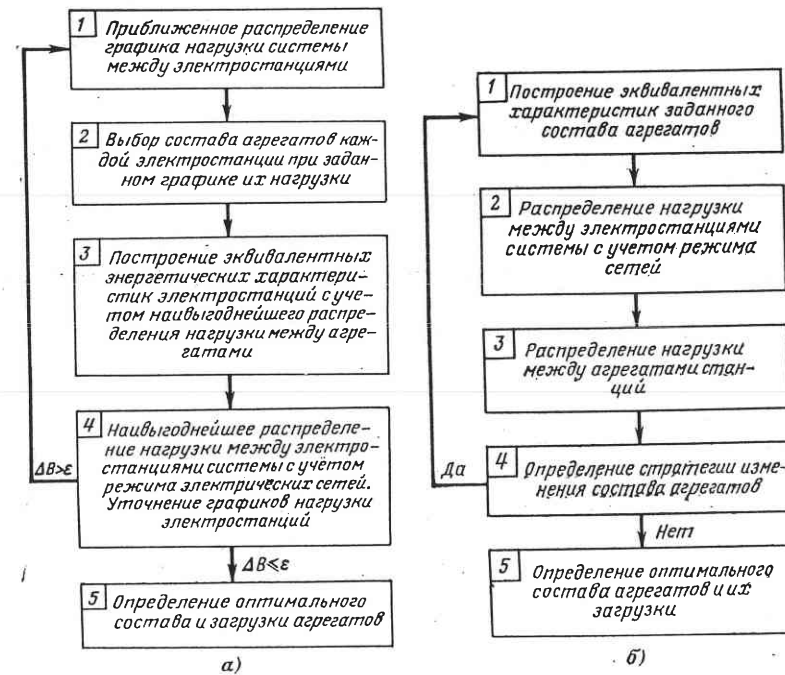


Рис. 1-1. Принципиальная схема расчетов при выборе состава работающих агрегатов в энергетической системе.
а — вариант первый; б — вариант второй.

При выборе очередности включения или отключения агрегатов используется критерий, основанный на сопоставлении относительных приростов расходов топлива при изменении мощности ТЭС энергосистемы и удельных расходов топлива отдельных агрегатов. Рассмотрим решение данной задачи на примере энергосистемы, включающей тепловые станции, без учета потерь в сетях и сделаем допущение о том, что пусковые расходы малы и их можно не учитывать [Л. 37]. Последнее позволяет про-

водить оптимизацию для каждого расчетного интервала времени независимо.

Допустим, что известна нагрузка системы P_t и она распределена наивыгоднейшим образом между всеми агрегатами системы. Отключим агрегат, который расходовал топливо B_j и имел мощность N_j . Остальные агрегаты догрузятся на эту же мощность N_j . Если мощность агрегата мала по сравнению с системой, то относительный прирост системы b_a не изменится, тогда расход топлива на оставшихся в работе агрегатах возрастает на величину $\Delta B_a = b_a N_j$.

Если $B_j > \Delta B_a$, отключение агрегата выгодно, если же $B_j \leq \Delta B_a$ — не выгодно. Следовательно, критерием останова агрегатов является условие $b_a N_j < B_j$ или при $b_y = B_j / N_j$

$$b_a < b_y. \quad (1-7)$$

Предел выгоды будет иметь место при равенстве

$$b_y = b_a. \quad (1-8)$$

Будем называть мощность N_0 , при которой выполняется условие (1-8), экономической, а соответствующий удельный расход топлива обозначим через b_{y0} . Задача подключения и отключения агрегатов в принятой постановке решается просто, если все работающие агрегаты и агрегаты, находящиеся в холодном резерве, расположить в порядке убывания удельных расходов b_{y0} в точке экономического режима N_0 . Тогда в зависимости от относительного прироста системы отключаются или подключаются агрегаты по критерию (1-7).

На базе критерия очередности пуска и останова агрегатов (1-7) можно итеративным путем решить также задачу выбора состава агрегатов. Процедура расчетов следующая [Л. 3, 38]: для нагрузки P_t выбирается произвольное значение относительного прироста системы и по критерию (1-8) отбираются агрегаты (пусть отобрано p агрегатов), определяется суммарная мощность агрегатов N_p , соответствующая известному относительному приросту системы, проверяется баланс мощности в системе. Если $N_p = P_t$, задача решена; если $N_p > P_t$, относительный прирост системы уменьшается; если $N_p < P_t$, относительный прирост системы увеличивается. Далее расчеты повторяются до получения результата с точностью в пределах мощности одного агрегата.

На рис. 1-1,б приведена итеративная схема выбора состава агрегатов. Каждый раз, когда требуются изменения состава (блок 4, Да), все расчеты по определению режима системы повторяются. Для упрощения процедуры расчета связь между блоками 4 и 1 не рассматривается, но в этом случае схема позволяет получить лишь приближенное решение. Недостатком схемы является положение о неизменности относительного прироста системы при включении или отключении агрегатов. Это условие не выполняется в мелких системах, в том случае, если единичные мощности агрегата велики по отношению к мощности системы, при необходимости включения и отключения группы агрегатов. Для компенсации этого недостатка в мелких энергосистемах предлагается относительный прирост определять как среднюю величину до и после изменения состава, хотя погрешность осреднения может достигать до 10% и более. Кроме того, порядок включения и отключения агрегатов при использовании этого критерия может различаться. В некоторых задачах вследствие влияния потерь мощности в сетях расчет по этому критерию не дает однозначного решения.

Реальной возможностью преодоления указанных трудностей является решение всей задачи в виде комплекса подзадач, причем состав подзадач в различных алгоритмах меняется.

Задачи выбора состава агрегатов на гидроэлектростанциях решаются, главным образом, в первом варианте (рис. 1-1,а), так как смены составов могут быть столь частыми, что целесообразность второй схемы (рис. 1-1,б) утрачивается.

Теоретическое доказательство применимости схемы, показанной на рис. 1-1,а, для определения состава и режимов гидроагрегатов для общего случая пока отсутствует, поэтому во всех практических случаях выводы делаются на основе конкретных расчетов. В § 1-5 также приведены количественные данные, полученные на частных примерах.

Все задачи рационального управления составами и режимами агрегатов можно сгруппировать в три вида:

1. Задачи экономии энергоресурсов при заданном режиме и объеме энергетического производства станций. В этом случае для каждого расчетного интервала времени $t=1, 2, \dots, m$ требуется решить задачу минимизации

подведенной мощности $N_{пт}$ при заданной полезной мощности N_t , т. е.

$$\left. \begin{array}{l} N_t = \text{const}; \\ N_{пт} = \text{мин.} \end{array} \right\} \quad (1-9)$$

Такие условия характерны для работы ГЭС по вынужденному режиму, например, в крайне маловодные годы.

2. Задачи, обратные первой, а именно, максимизация мощностей отдельных ГЭС при заданной подведенной мощности, т. е.

$$\left. \begin{array}{l} N_t = \text{макс}; \\ N_{пт} = \text{const.} \end{array} \right\} \quad (1-10)$$

Такая задача может возникнуть в период избыточной приточности, при угрозе или наличии холостых сбросов воды, при работе ГЭС с вынужденным режимом по воде и в других случаях.

Решение задач первого и второго видов может производиться по алгоритмам внутростанционной оптимизации режима оборудования ГЭС, т. е. при использовании станционных технических критериев оптимальности и при условии, что станция работает по заданному графику мощностей или расходов. Методы решения внутростанционных задач изложены в гл. 2.

3. Задачи рационального использования водных ресурсов ГЭС в системе по критерию минимума расхода условного топлива. При этом задаются ограничения по стоку на ГЭС за период оптимизации

$$W_i = \sum_{t=1}^m Q_{it} \Delta \tau_{it}. \quad (1-11)$$

Решение задач третьего вида встречает алгоритмические и вычислительные трудности ввиду сложности целевой функции и высокой размерности таких задач. Имеются предложения по преодолению этих трудностей, которые сводятся к различного рода упрощениям схемы, показанной на рис. 1-1, а. Чаще всего упрощения достигаются за счет того, что эквивалентная характеристика станции строится при допущении об одинаковости характеристик однотипных агрегатов ГЭС. При этом приближенно решаются вопросы об оптимальном числе агрегатов гидроэлектростанции при условии равноправности

всех составов и равномерности распределения нагрузки между агрегатами. Такая характеристика дальше используется при наивыгоднейшем распределении нагрузки системы, которое завершается определением графиков нагрузки станций. Лишь на последнем внутристанционном этапе расчетов по заданному графику нагрузки определяется состав агрегатов. В принципе и здесь возможна итеративная схема определения оптимального режима, но ввиду сложности расчетов итеративные циклы обычно не применяются.

1.3. НАИВЫГОДНЕЙШЕЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ В СМЕШАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Методы и алгоритмы наивыгоднейшего распределения нагрузки между станциями системы достаточно разработаны [Л. 3, 8, 27, 37, 44], и в данном параграфе лишь кратко рассматриваются некоторые особенности, определяемые гидроэлектростанциями.

Оптимизация режима гидроэлектростанций осуществляется с учетом ограничений по стоку. Задается, например, величина суточного, недельного, месячного и даже годового расхода воды, если речь идет о ГЭС с многолетним регулированием стока. В таких условиях необходимо было бы период оптимизации приравнять к периоду регулирования стока, но это приводит к значительному усложнению задачи. Поэтому расчеты выполняются в два этапа. На первом этапе оптимизируется использование водных ресурсов ГЭС за период регулирования. В результате определяется рациональный режим сработки и заполнения водохранилища. На втором этапе оптимизируется режим энергосистемы за суточный период с учетом ограничений по стоку, соответствующих режиму сработки и заполнения водохранилища. Внутри суточного периода параметры режима взаимозависимы.

Широкое распространение при решении задач распределения нагрузки получил метод неопределенных множителей Лагранжа. При этом предполагается, что каждая электростанция системы представлена эквивалентной характеристикой, т. е. решен вопрос о составе оборудования и режиме его использования.

Большинство гидроэлектростанций работают в пиковой части графика нагрузки и ведут суточное регулирование стока. При этом на многих ГЭС заметно меняется уровень нижнего бьефа. В связи с этим ГЭС работает с переменным напором и ее энергетические характеристики различны. Изменение уровней нижнего бьефа с уче-

том неустановившихся режимов описывается дифференциальными уравнениями гиперболического типа, которые не имеют аналитического решения. Сложность их решения приводит к тому, что во всех возможных случаях задачу наиболее выгодного распределения нагрузки между электростанциями решают с допущением о постоянстве напора ГЭС в течение периода оптимизации. Во многих конкретных случаях такое допущение правомерно, например на высоконапорных станциях, на некоторых станциях с подпертым нижним бьефом и т. д.

Выведем условия наиболее выгодного распределения нагрузки между электростанциями при постоянстве напора ГЭС на период оптимизации [Л. 8, 27]. Пусть в системе имеются эквивалентная тепловая электростанция $j=\alpha, \beta, \dots, d$ гидроэлектростанций. Для каждой ГЭС задаются ограничения по стоку за период оптимизации

$$W_j = \sum_{t=1}^m Q_{jt} \Delta \tau_t, \quad (1-12)$$

где $t=1, 2, \dots, k, \dots, m$ — номер расчетного интервала времени; Q_{jt} — расход j -й ГЭС за интервал t длительностью $\Delta \tau_t$.

Ограничения по стоку заставляют решать задачу по заданному критерию не для каждого расчетного интервала t , а для всего периода оптимизации.

Ограничения, задаваемые балансовыми уравнениями активных мощностей, имеют вид:

для $t=1$

$$P_1 = N_{T1} + N_{\alpha 1} + \dots + N_{d1} - \Delta P_1,$$

для $t = k$

$$P_k = N_{Tk} + N_{\alpha k} + \dots + N_{dk} - \Delta P_k.$$

Независимыми переменными будут все мощности ГЭС и ТЭС и функция Лагранжа

$$\Phi = (B_1 + B_2 + \dots + B_m) + \lambda_1 P_1 + \dots + \lambda_k P_k + \dots + \lambda_m P_m + \lambda_\alpha W_\alpha + \lambda_\beta W_\beta + \dots + \lambda_d W_d. \quad (1-13)$$

Взяв частные производные по $N_{Tt}, N_{\alpha t}, \dots, N_{dt}$, приравняв их нулю и решив полученные выражения, получим условия оптимальности:

$$\frac{\frac{\partial B_{T1}}{\partial N_{T1}}}{1 - \frac{\partial(\Delta P_1)}{\partial N_{T1}}} = \dots = \frac{\frac{\partial B_{Tm}}{\partial N_{Tm}}}{1 - \frac{\partial(\Delta P_m)}{\partial N_{Tm}}} = \lambda_\alpha \frac{\frac{\partial Q_{\alpha 1}}{\partial N_{\alpha 1}}}{1 - \frac{\partial(\Delta P_1)}{\partial N_{\alpha 1}}} = \dots = \lambda_\alpha \frac{\frac{\partial Q_{\alpha m}}{\partial N_{\alpha m}}}{1 - \frac{\partial(\Delta P_m)}{\partial N_{\alpha m}}} = \dots = \lambda_d \frac{\frac{\partial Q_{dm}}{\partial N_{dm}}}{1 - \frac{\partial(\Delta P_m)}{\partial N_{dm}}}. \quad (1-14)$$

В сокращенной записи они имеют вид:

$$\frac{b_1}{1 - \sigma_{T1}} = \dots = \frac{b_m}{1 - \sigma_{Tm}} = \lambda_\alpha \frac{q_{\alpha 1}}{1 - \sigma_{\alpha 1}} = \dots = \lambda_\alpha \frac{q_{\alpha k}}{1 - \sigma_{\alpha k}} = \dots = \lambda_d \frac{q_{d1}}{1 - \sigma_{d1}} = \dots = \lambda_d \frac{q_{dm}}{1 - \sigma_{dm}}. \quad (1-15)$$

Число неизвестных в нашей задаче: md мощностей ГЭС, m мощностей ТЭС, d множителей Лагранжа. Число уравнений: md уравнений, полученных из условий оптимальности, m балансовых уравнений мощности, d балансовых уравнений стока. Таким образом, число неизвестных и число уравнений равны.

Условные обозначения: N_{Tt} — мощности ТЭС; N_{jt} — мощности ГЭС; ΔP_t — потери активной мощности в сетях; $\lambda_\alpha, \dots, \lambda_d$ — неопределенные множители Лагранжа; B_t — расход топлива на ТЭС. Кроме того, приняты следующие сокращенные обозначения: $b_{Tt} = \frac{\partial B_{Tt}}{\partial N_{Tt}}$ — относительные приросты топлива при изменении мощности на тепловой станции (относительные приросты ТЭС); $q_{jt} = \frac{\partial Q_{jt}}{\partial N_{jt}}$ — относительные приросты расхода воды при изменении мощности гидроэлектростанции (относительные приросты ГЭС); $\sigma_{Tt} = \frac{\partial(\Delta P_t)}{\partial N_{Tt}}$; $\sigma_{jt} = \frac{\partial(\Delta P_t)}{\partial N_{jt}}$ — относительные приросты потерь активной мощности в сетях при изменении мощности ТЭС и ГЭС соответственно (относительные приросты в сетях).

Если напор на ГЭС не меняется в течение периода оптимизации, то оптимальным будет такой режим, при котором в течение периода оптимизации выполняются условия

$$\lambda_\alpha = \text{const}, \quad \lambda_\beta = \text{const}, \quad \dots \quad (1-16)$$

При переменном напоре условия наиболее выгодного распределения нагрузки имеют вид [Л. 8]:

$$\lambda_{ja} - \Delta \lambda_{ja} - \Delta \lambda_{jab} = \lambda_{jb} - \Delta \lambda_{jb}, \quad (1-17)$$

где индексы a, b — соответственно начало и конец периода оптимизации; $\Delta \lambda_{ja}, \Delta \lambda_{jb}$ — изменение коэффициентов λ_{ja} и λ_{jb} за счет изменения уровня нижнего бьефа; $\Delta \lambda_{jab}$ — за счет изменения уровня верхнего бьефа.

В этих расчетах гидроэлектростанция представляется двумя группами характеристик: расходных, по которым определяется выполнение условия (1-12), и относительных приростов, по которым и ведется распределение нагрузки. Эти характеристики зависят от состава агрегатов и распределения нагрузки внутри гидроэлектростанции. Задача построения характеристик ГЭС в общем случае очень сложна и может быть решена лишь с привлечением определенных математических методов и ЭЦВМ.

Наконец, коснемся еще одной особенности. Характеристики относительных приростов гидроэлектростанций

имеют разрывы непрерывности в точках включения агрегатов. За счет этого одинаковому значению относительного прироста могут соответствовать несколько мощностей станции. Задача распределения нагрузки становится при этом неопределенной, и чтобы избежать неопределенности, применяется специальная методика устранения разрывов непрерывности характеристик [Л. 9]. При этом особое значение приобретают вопросы точности дифференциальных характеристик станций.

Краткий анализ задачи наимыгоднейшего распределения нагрузки позволяет сделать вывод о связи задач оптимизации состава гидроагрегатов и распределения нагрузки в системе.

1.4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ГИДРОАГРЕГАТОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Из сказанного в предыдущем параграфе видно, что в общем случае выбор состава гидроагрегатов в энергосистеме производится упрощенно, причем чаще всего применяются два вида упрощений: первое — на основе приближенных характеристик ГЭС производится распределение нагрузки между станциями системы; второе — состав агрегатов гидроэлектростанций определяется по внутростанционным критериям. Рассмотрим на частных примерах количественную оценку этих допущений.

Влияние состава агрегатов на распределение нагрузки между станциями системы покажем на примере Новосибирской ГЭС. Для этого использовались характеристики относительных приростов гидроэлектростанции $q = q(N, H, A)$, где q — относительные приросты расхода воды при изменении мощности станции; H — напор; A — вектор состава агрегатов. Рассматривались пять видов характеристик:

- а) характеристика $q_{л} = q_{л}(N, H, A_{л})$, построенная для лучшего по к. п. д. станции состава агрегатов;
- б) характеристика $q_{х} = q_{х}(N, H, A_{х})$ для худшего состава агрегатов;
- в) характеристика $q_{с} = q_{с}(N, H, A_{с})$ для среднего состава агрегатов;
- г) условная характеристика $q'_{л} = q'_{л}(N, H, A_{л})$, соответствующая верхней огибающей лучшей характеристики;
- д) условная характеристика $q'_{х} = q'_{х}(N, H, A_{х})$, соответствующая нижней огибающей худшей характеристики.

Различие перечисленных характеристик при прочих равных условиях находится в пределах 3—5% $q_{л}$. Характеристики б—д чаще всего немонокотнно возрастающие, что приводит к необходимости их осреднения, причем погрешность осреднения составляет

1—3%. Показатели сравнения характеристик в процентах даны в табл. 1-1. Показатели сравнения

$$\Delta q'' = \frac{q'_{л} - q_{л}}{q_{л}}; \quad \Delta q' = \frac{q'_{х} - q_{х}}{q_{х}};$$

$$\Delta q''_{с} = \frac{q_{с} - q_{л}}{q_{л}}; \quad \Delta q'_{с} = \frac{q_{с} - q_{х}}{q_{х}}$$

рассчитывались при минимальном числе агрегатов $Z_{\text{мин}}$, максимальном $Z_{\text{макс}}$ и среднем $Z_{\text{ср}}$.

Таблица 1-1

Влияние состава агрегатов на относительные приросты Новосибирской ГЭС при $H = 12$ м, %

Показатель сравнения	$Z_{\text{мин}}$	$Z_{\text{макс}}$	$Z_{\text{ср}}$
$\Delta q''$	2,03	0,2	1,21
$\Delta q'$	-1,40	-1,21	-1,112
$\Delta q''_{с}$	-0,4	-1,63	-0,51
$\Delta q'_{с}$	1,83	1,32	0,102

Из табл. 1-1 видно, что точность построения характеристик ($\Delta q''$, $\Delta q'$) соизмерима с влиянием на характеристики состава оборудования ($\Delta q''_{с}$, $\Delta q'_{с}$). Аналогичные данные получены для Иркутской и Братской гидроэлектростанций. Ввиду того что исследуемые станции различны по типу оборудования, энергетическим и гидроэнергетическим параметрам, то можно сделать заключение об общности этих результатов.

Если заключение о необходимости учета состава оборудования при наимыгоднейшем распределении нагрузки в системе делать только по величинам погрешностей, полученным в расчетах, то можно было бы сказать, что принятый порядок расчета вполне допустим. Основанием для такого вывода является заключение многих авторов о том, что допустима 5%-ная погрешность в характеристиках относительных приростов. Однако меняется существенно и форма характеристики, поэтому окончательная оценка может быть сделана лишь по величине перерасхода топлива по сравнению с минимальным (оптимальным) расходом B_0 .

Результаты расчетов 60 режимов Новосибирской системы показали, что средняя величина перерасхода топлива $\Delta B_1 = 0,8\% B_0$. В приведенном примере рассматривалась небольшая система с одиночной ГЭС и долевым участием гидроэнергии в балансе системы в пределах 20—30%. Для крупных систем погрешность станцион-

ных характеристик ГЭС будет меньше влиять на результаты оптимизации [Л. 34].

«Проигрыш», полученный при распределении нагрузки, частично компенсируется при оптимизации состава агрегатов, причем экономия топлива составляет:

$$\Delta B_2 = \Delta N_i (\Delta \eta_i) b_i \Delta \tau_i,$$

где $\Delta \eta_i$ — повышение к. п. д. гидроэлектростанции за счет оптимизации состава агрегатов; ΔN_i — дополнительная мощность гидроэлектростанции; b_i — удельный расход топлива по системе в интервале $\Delta \tau_i$.

В нашем примере величина ΔB_2 в среднем составила 0,7% B_0 .

Таким образом, поэтапные расчеты, выполняемые по схеме рис. 1-1,а, связаны с проигрышем по отношению к B_0 , равным

$$\Delta B = \Delta B_1 - \Delta B_2 = 0,8 - 0,7 = 0,1\%.$$

В отдельных режимах величина перерасхода увеличивалась до 0,3% B_0 . Полученные результаты позволяют сделать вывод о правомерности принятой схемы, но при обязательном включении расчетов по внутростанционной оптимизации состава оборудования ГЭС в общие алгоритмы оптимизации режимов системы.

Наконец, остановимся также на выполнении условия по балансу стока ГЭС за период оптимизации. Совершенно очевидно, что сток определяется мощностями и составами агрегатов гидроэлектростанций, и следовательно, строгое выполнение данного условия требует решения вопроса о выборе состава агрегатов ГЭС. Если к. п. д. ГЭС и состав определяются приближенно, то соответствующая погрешность вносится в выполнение условия (1-12), которая в нашем примере составила 0,5—1% заданного стока.

В настоящее время наметился второй более рациональный путь выбора состава гидроагрегатов в системе. Он основан на сочетании алгоритмов построения оптимальных энергетических характеристик гидроэлектростанций и наиболее выгодного распределения нагрузки в системе. Первоначально на основе каких-либо простых способов намечаются графики нагрузок электростанций. По полученному графику с учетом его погрешностей можно определить параметры режима по напорам и мощностям ГЭС и затем построить оптимальную ха-

рактеристику. В оптимальной характеристике могут быть учтены все условия рационального использования оборудования. Оптимальная характеристика используется при распределении нагрузки системы. Степень компримисности этой схемы значительно меньше, чем предыдущей, но для ее реализации необходимо располагать алгоритмами построения оптимальных характеристик электростанций.

Приведем пример решения задачи по такой схеме. В качестве простых способов определения первоначального графика нагрузки станции рассматривались следующие:

1) распределение нагрузки между станциями системы производилось по выработке электроэнергии и месту станции в графике нагрузки. Считалось, что ГЭС работает в пиковую часть графика системы и обеспечивает заданную базовую выработку электроэнергии;

2) наиболее выгодное распределение нагрузки между станциями системы получалось в предположении, что ГЭС задана своей энергетической характеристикой, построенной при условии, что все агрегаты имеют одинаковую усредненную характеристику. Распределение нагрузки осуществлялось по методу множителей Лагранжа;

3) распределение нагрузки производилось с учетом индивидуальных качеств отдельных агрегатов. Включение агрегатов ГЭС происходило, исходя из заданной очередности $i=1, 2, 3, \dots, n$, причем $\eta_{\max 1} > \eta_{\max 2} > \dots > \eta_{\max n}$, где i — номер включаемого агрегата; $\eta_{\max i}$ — максимум к. п. д. i -го агрегата.

Принципиальное отличие этих способов состоит в следующем. Первый способ наиболее прост, но к. п. д. агрегатов и станции во всех режимах считается одинаковым. Второй способ позволяет учесть лишь средние к. п. д. станции, но совершенно не отражает к. п. д. агрегатов. Вместе с этим он сложнее первого, так как требует применения методов оптимизации. Третий способ позволяет приближенно учесть к. п. д. агрегатов и станции, но требует специальной ранжировки агрегатов. Обсуждение не позволило отдать предпочтение какому-либо способу, поэтому был принят путь экспериментальных расчетов.

По предлагаемой схеме были проведены расчеты для Новосибирской энергосистемы, включающей в себя эквивалентную ТЭС

и одну ГЭС, с допущениями, что состав работающего оборудования на эквивалентной ТЭС выбран оптимальным и в процессе расчета не корректируется, потери в сети не учитываются, напор воды на ГЭС не меняется, учитываются только изменения мощности ГЭС и ТЭС и суточного расхода воды на ГЭС. Расчеты проводились для восьми различных графиков нагрузки системы. Первоначальное распределение графика нагрузки системы между станциями определялось тремя различными способами, о которых говорилось выше. В результате расчетов получены количественные данные (табл. 1-2),

Таблица 1-2

Частота отклонения числа и состава агрегатов от оптимального

Параметр	Пределы отклонения	Способы определения графиков нагрузки ГЭС		
		1	2	3
Число агрегатов	+1	43	41	55
	+2	—	—	—
	-1	7	9	—
Состав агрегатов	0	Состав неизвестен	Состав неизвестен	59
	+1			117
	+2			22
	-1			

позволяющие предварительно оценить эти способы. В таблице дается количество случаев, в которых имелись отклонения по числу и составу работающих агрегатов, полученные при использовании вышеуказанных способов, по отношению к оптимальным вариантам, полученным по методу динамического программирования (см. § 2-3).

Хотя количество расчетов недостаточно, чтобы дать полную оценку применимости того или иного метода, однако анализ полученных результатов позволяет сделать предварительный вывод о том, что при использовании всех рассматриваемых методов число работающих агрегатов может отличаться от оптимального на один агрегат. Так как количество режимов, в которых имели место отклонения по числу агрегатов, получается близким при использовании всех приближенных методов, то нельзя отдать предпочтение какому-либо из них и можно принимать наиболее простой способ, т. е. первый. Приближенный выбор состава агрегатов (способ третий, табл. 1-2) производить нецелесообразно потому, что только в 59 случаях из рассмотренных 198 составы совпали.

Итак, краткое рассмотрение задачи оптимизации режимов энергосистемы убеждает нас в необходимости и актуальности вопросов оптимизации режимов и составов гидроагрегатов. Особый интерес представляют алгоритмы построения эквивалентных характеристик

гидроэлектростанции и алгоритмы оптимизаций внутристанционных режимов. Без решения этих задач сейчас не представляется возможным решить достаточно полно проблему оптимизации режимов энергосистем.

ГЛАВА ВТОРАЯ

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2-1. ИНЖЕНЕРНАЯ И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА И РЕЖИМА ГИДРОАГРЕГАТОВ

Сущность рассматриваемой оптимизационной задачи заключается в выборе состава (станционных номеров) агрегатов и определении их активных мощностей (нагрузок).

Понятие состав агрегатов взаимосвязано с понятием число агрегатов. Если агрегаты представляются индивидуальными, т. е. различными энергетическими характеристиками, то состав агрегатов определяет и число агрегатов. Если же агрегаты одинаковы по своим энергетическим качествам, то главным фактором является число агрегатов, а все составы — равноправны. Таким образом, в наших задачах могут рассматриваться параметры состояния агрегатов трех видов: состав, число и активная нагрузка агрегатов. Все остальные параметры режима и технического состояния агрегатов и станции считаются заданными.

Задача оптимизации состава и режима агрегатов решается с учетом иерархии во времени и пространстве.

Иерархия в пространстве определяется сложившейся системой управления и выражается в том, что задаются требования со стороны более общих энергетических и водохозяйственных систем, обязательные для электростанции. Обычно требования задаются в виде графика нагрузки станции и всех режимных ограничений.

Иерархия в пространстве дает возможность рассматривать заданную задачу как внутростанционную и использовать для оценки решений внутростанционные критерии оптимальности.

Эксплуатационные затраты на гидроэлектростанции

$$I_{\Gamma} = I_a + I_z + I_{\text{пр}},$$

где I_a — амортизационные отчисления; I_z — затраты на заработную плату; $I_{пр}$ — прочие затраты на эксплуатацию.

Все составляющие затрат не зависят от режима агрегатов и ГЭС, что исключает возможность их использования в качестве критерия оптимизации. Ввиду этого для оценки применяются технические показатели: расход воды гидроэлектростанции за определенный промежуток времени $Q_{гт}$ или к. п. д. ГЭС $\eta_{гт}$. Оптимальным будет решение, при котором

$$Q_{гт} = \text{мин.} \quad (2-1)$$

Величины $Q_{гт}$ и $\eta_{гт}$ связаны функционально, и результаты решения не зависят от выбора того или иного критерия.

Если расчет режима производится для некоторого периода T , то критерием является сток ГЭС $W_{гт}$, причем оптимальным является тот режим, при котором

$$W_{гт} = \sum_{t=1}^{t=m} Q_{гт} \Delta \tau_t = \text{мин.} \quad (2-2)$$

Расход ГЭС при известной мощности складывается из расхода агрегатов $Q_{ат}$, пусковых расходов $Q_{пт}$ и потерь расхода через сооружения и вспомогательные механизмы ГЭС $Q_{потт}$, т. е.

$$Q_{гт} = Q_{ат} + Q_{пт} + Q_{потт}$$

От режима работы агрегатов зависят только величины $Q_{ат}$ и $Q_{пт}$. Величина $Q_{ат}$ определяется по энергетическим характеристикам агрегатов. Понятие «пусковые расходы» является обобщенным. В это понятие включаются не только те расходы, которые предшествуют включению агрегатов в сеть, но оно отражает весь комплекс мероприятий, сопровождающих пуск и останов агрегатов. Так, число пусков влияет на надежность работы агрегатов и некоторых общестанционных механизмов, на периодичность ремонтов, на загрузку эксплуатационного персонала и др. Следовательно, пусковые расходы в общем случае нельзя учитывать только в виде дополнительного расхода воды. Однако сейчас еще нет методики оценки пусковых расходов, нет каких-либо данных о их величине, недостаточно ясно, от каких факторов они зависят, поэтому в рассматри-

ваемых задачах принято учитывать их только в виде постоянных дополнительных расходов воды на единственный пуск агрегата. Эти данные можно получить экспериментальным путем на конкретных гидроэлектростанциях, например для одной из ГЭС величины пусковых расходов составляют 0,5—1,7% максимального часового расхода агрегата [Л. 29].

С учетом пусковых расходов

$$W_{гт} = \sum_{t=1}^{t=m} Q_{гт} \Delta \tau_t + \sum_{t=1}^{t=m} Q_{пт} \Delta \tau_t, \quad (2-3)$$

где $t=1, 2, \dots, m$ — номер расчетного интервала времени; $\Delta \tau_t$ — длительность расчетного интервала времени.

Из этого выражения видно, что учет пусковых расходов требует решения задачи для всего периода оптимизации, а не для каждого расчетного интервала времени.

Второй вид иерархии — иерархия во времени. Имеются три стадии решения рассматриваемой задачи. Первая — текущее планирование использования агрегатов с заблаговременностью до одного года. Целью этих расчетов является составление графика капитальных и текущих ремонтов агрегатов. Эта задача является общесистемной, так как располагаемая мощность ГЭС влияет на экономичность и надежность всей энергосистемы. Вторая — оперативное планирование с суточной заблаговременностью. Целью этих расчетов является составление плана использования агрегатов применительно к заданным условиям работы ГЭС в системе. Эта задача может рассматриваться как внутростанционная. Ввиду того что даже с суточной заблаговременностью нельзя получить достоверную исходную информацию, план использования является лишь прогнозом, особенно если ГЭС регулирует частоту в системе, так как в этом случае график ее нагрузки может значительно отличаться от запланированного. Третья стадия — оперативное управление, которое ведется в темпе производства. В этом случае запланированный режим корректируется и приводится в соответствие с реальными условиями.

Рассматриваемые задачи нельзя отделить и сделать независимыми от всех других эксплуатационных задач. Важнейшими задачами при эксплуатации энергосистем и электростанций является обеспечение надежности

электроснабжения и экономичности использования энергоресурсов. Ввиду многообразия и сложности задачи надежности и экономичность рассматриваются, как правило, отдельно, но с учетом всех их взаимосвязей. Имеется определенная иерархия в решении этих задач. Так, задачи надежности считаются первоочередными, а задачи экономичности — второстепенными. Это положение определяет порядок их решения. Обычно условия надежной работы определяются при упрощенном анализе экономичности, а затем при экономической оптимизации эти условия задаются в виде обязательных ограничений.

Задача выбора состава и режима гидроагрегатов решается при условии обязательного выполнения всех общесистемных и станционных ограничений по надежности. Общесистемные ограничения, например, по минимальным и максимальным мощностям ГЭС, по резервам мощности, по скорости изменения мощности отражаются заданным графиком нагрузки. Большая же часть станционных ограничений обусловлена факторами надежной работы агрегатов и ГЭС.

Ограничения могут иметь различный инженерный смысл, но условно их можно разбить на две группы: безусловные и условные ограничения. К безусловным относятся те ограничения, нарушение которых связано с аварийной ситуацией или тяжелыми последствиями в рассматриваемый или последующие периоды работы ГЭС. Условные ограничения учитывают экономические факторы, которые определяются предьсторией или последующими условиями эксплуатации.

Кратко охарактеризуем наиболее распространенные ограничения:

1) по допустимым мощностям агрегатов. Допустимые пределы определяются прогнозными характеристиками агрегатов, допустимым температурным режимом генераторов, подпятников, подшипников, кавитационными ограничениями по турбинам, вибрацией агрегата и т. д.;

2) по составу агрегатов (например, надежность схемы собственных нужд требует работы определенных агрегатов); по условиям правильного действия релейной защиты в работе должно находиться определенное число агрегатов; если недопустимы какие-либо комбинации агрегатов, по условиям размыва русла или бе-

регов нижнего бьефа. Часто подобные ограничения определяются главной схемой электрических соединений, когда агрегаты включены на шины различного напряжения;

3) по длительности использования агрегатов. Сюда относятся ограничения по длительности простоя агрегатов в холодном резерве перед пуском, например, из условий надежной работы подпятников. Косвенной характеристикой длительности холодного и горячего состояния агрегатов является число пусков за рассматриваемый период. Прямой характеристикой длительности является число часов использования установленной мощности агрегата;

4) по реализации решений. Эти ограничения обусловлены схемами и устройствами режимной автоматики. Известно, что в действующих устройствах нагрузка между агрегатами распределяется либо по равенству мощностей, либо по равенству открытий направляющего аппарата. Имеется отстройка от частых изменений числа агрегатов.

Ограничения, перечисленные в первых трех пунктах, чаще всего относятся к группе безусловных, а в четвертом — к группе условных. Однако жесткого разграничения провести нельзя, так как в конкретных условиях значимость ограничений может быть различной.

В общем случае имеется множество допустимых решений поставленной задачи. Заданная мощность ГЭС может быть выдана в систему при различных комбинациях включенных агрегатов и при различном распределении нагрузки между ними. Варьировать можно число включенных агрегатов, составом при постоянном числе агрегатов и распределением нагрузки. Размерность задачи, определяемая количеством вариантов по числу и составу агрегатов:

$$p = \sum_{K=K_{\min}}^{K=K_{\max}} C_i^{(K)}, \quad (2-4)$$

где $C_i^{(K)}$ — число сочетаний из i возможных к использованию агрегатов по K , причем K включает только допустимые комбинации.

Простые расчеты показывают, что возможны десятки и сотни вариантов для станции с числом агрегатов 10—20.

Особенностью данной задачи является и то, что для заданного режима по мощности можно найти несколько равнозначных вариантов по принятому критерию. Естественно, что гибкость процесса управления повышается, если будут определены все равнозначные решения.

Все сказанное выше позволяет сделать вывод, что задача оптимизации состава и режима агрегатов является задачей нелинейного программирования с многоэкстремальной целевой функцией и имеет высокую размерность. Решение ее должно осуществляться с учетом ограничений, задаваемых в виде равенств и неравенств. Результаты решения должны выдаваться в виде всех равноправных вариантов.

Дадим математическую постановку рассматриваемой задачи. Заданы: график нагрузки ГЭС $N_{rt} = N_{rt}(t)$; подмножество возможных к использованию агрегатов K (причем $K \in M$, где M — общее множество агрегатов); энергетические характеристики агрегатов $Q_i = Q_i(N_i, H_i)$ (i — номер агрегата; Q_i — расход агрегата, N_i — мощность агрегата, H_i — напор агрегата); пусковые расходы на агрегатах; все ограничения по составу и режиму использования агрегатов и ГЭС; $\Delta\tau_i$ — длительность расчетных интервалов времени ($t = 1, 2, \dots, m$).

Экономическое решение соответствует минимуму расхода стока за период оптимизации, т. е. будет получено при

$$W = \sum_{t=1}^{t=m} \sum_{i=1}^{i=n} Q_{it} \Delta\tau_i + \sum_{t=1}^{t=m} \sum_{i=1}^{i=n} Q_{nti} \Delta\tau_i \rightarrow \text{мин.} \quad (2-5)$$

За независимые переменные принимаются составы агрегатов p (причем $p \in K$) и нагрузка каждого агрегата N_i . Здесь p — вектор состава агрегатов из заданного подмножества K , а N_i — нагрузка каждого i -го агрегата из состава p .

Тогда целевую функцию можно записать в виде

$$W = \sum_{t=1}^{t=m} Q_{rt}(p_t, N_i, \Delta\tau_i) + \sum_{t=1}^{t=m} Q_{nt}(p_t) \Delta\tau_i. \quad (2-6)$$

Задача решается с учетом ограничений: по балансу мощности станции

$$N_{rt} = \sum_{i=1}^{i=n} N_i;$$

по допустимым мощностям

$$N_{i\text{макс}} \geq N_i \geq N_{i\text{мин}};$$

по обязательной работе какого-либо состава, т. е.

$$N_{p_0 t} > 0,$$

где $N_{p_0 t}$ — мощность каждого из числа обязательно включенных агрегатов в расчетном интервале времени; здесь p_0 — подмножество обязательных агрегатов $p_0 \in p_t$;

по числу пусков на агрегате или ГЭС за период оптимизации, т. е.

$$C_i \leq C_{iz}; \quad C_r \leq C_{r.z},$$

где C_i, C_r — число пусков на каждом агрегате и на станции в целом за период T ; $C_{iz}, C_{r.z}$ — заданные нормы пусков на агрегатах и ГЭС;

определяемые устройствами режимной автоматики. Например, при равномерном распределении нагрузки:

$$N_{1t} = N_{2t} = \dots = N_{nt} = \frac{N_{rt}}{Z},$$

где $N_{1t}, N_{2t}, \dots, N_{nt}$ — мощности агрегатов $1, 2, \dots, n$; Z — число включенных агрегатов.

Могут задаваться и другие ограничения. Состав ограничений определяется конкретными условиями. Задача оптимизации состава агрегатов в общей постановке пока еще строго не решена, так как отсутствуют математические методы, позволяющие найти корректное решение. Практика вынуждает искать приближенные методы или рассматривать частные модификации этой задачи. Рассмотрим основные методы, на базе которых могут быть разработаны алгоритмы оптимизации внутростанционных режимов. Условно задачи можно разделить на четыре группы:

- 1) оптимизация состава и режима агрегатов;
- 2) оптимизация числа агрегатов;
- 3) оптимизация состава агрегатов;
- 4) наилучшее распределение нагрузки между агрегатами.

В общем случае агрегаты одной гидроэлектростанции имеют различные характеристики, поэтому задача заключается в выборе состава агрегатов и распределении между ними нагрузки. Если характеристики гидро-

агрегатов ГЭС идентичны, то необходимо отыскать только оптимальное число агрегатов. По составу (станционным номерам) все варианты работы с постоянным числом равноправны, а нагрузка между агрегатами распределяется поровну.

В настоящее время задача оптимизации состава и режима агрегатов рассматривается как экстремальная задача комбинаторного типа, в которой на множестве дискретных комбинаций находится минимум целевой функции. Методы решения дискретных задач разработаны еще недостаточно. В них область допустимых решений является невыпуклой и несвязанной, что исключает применение регулярных методов.

Центральная идея комбинаторных методов заключается в замене полного перебора всех вариантов частичным. Это осуществляется отбрасыванием подмножеств вариантов, заведомо не содержащих оптимальных решений. Приступая к изложению основных методов решения данной задачи, следует подчеркнуть возможность совершенствования имеющихся алгоритмов и создания новых на базе других математических методов.

2-2. ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА И РЕЖИМА АГРЕГАТОВ МЕТОДОМ ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ

В ряде работ [Л. 21, 24] излагается теория решения оптимизационных задач методом ветвей и границ, который может быть применен и для нашей задачи.

Суть метода ветвей и границ заключается в том, что множество всех возможных сочетаний агрегатов последовательно разбивается на подмножества. Подмножества сравниваются между собой по нижней границе некоего критерия, а в дальнейших расчетах отбрасываются те подмножества, которые заведомо не могут содержать оптимального решения. Оптимизационный процесс определяется способом ветвления (разбиения) общего множества на подмножества. Исходя из принятой схемы ветвления, намечаются сравниваемые варианты составов и для каждого варианта производится наиболее выгодное распределение нагрузки.

Так, множество допустимых комбинаций агрегатов G можно по многошаговой схеме разбить на более мелкие подмножества. Процесс ветвления изображается с помощью дерева решений, каждая вершина кото-

рого соответствует некоторому подмножеству. Число вершин можно формировать до полного перебора всех возможных вариантов. Однако можно идти более рациональным путем, при котором отбрасываются те подмножества, которые не могут содержать оптимальных решений.

Наиболее общая схема ветвления предложена в работе [Л. 24]. Она основана на двух инженерных соображениях: первое — в работе целесообразно оставлять такое число агрегатов, при котором каждый из них будет работать с к. п. д., близким к максимальному; второе — приоритет при включении и отключении агрегатов определяется соотношением максимальных к. п. д. агрегатов. В первую очередь включаются лучшие по к. п. д. агрегаты, отключаются же худшие. Оба положения верны и широко используются в эксплуатационной практике.

Задача решается в следующей постановке. Заданы график нагрузки $N_r = N_r(t)$, расходные характеристики агрегатов $Q_i = Q_i(N_i, H_i)$; напоры на агрегатах H_i , которые не меняются в течение всего периода оптимизации. Пусковые расходы не учитываются. Необходимо минимизировать для каждого дискретного значения мощности ГЭС функцию

$$f(\bar{N}) = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i)$$

при условии соблюдения баланса мощности

$$N_{rt} = \sum_{i=1}^{i=n} N_i$$

и выполнения ограничений по мощности для включенного агрегата

$$N_{i\text{мин}} \leq N_i \leq N_{i\text{макс}}$$

Состояние агрегатов будем задавать с помощью вектора $\bar{\pi} = (\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_n)$, каждая компонента которого

$$\pi_i = \begin{cases} 0, & \text{если } i\text{-й агрегат отключен;} \\ 1, & \text{если } i\text{-й агрегат включен.} \end{cases}$$

Если намечен какой-либо состав и проведено распределение нагрузки между агрегатами, которое харак-

теризуется вектором $\bar{N}(N_1, N_2, \dots, N_n)$, то

$$f[\bar{N}(\bar{\pi})] = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i).$$

Следовательно, задача сводится к нахождению такого вектора $\bar{\pi}_{\text{опт}} \in G$, при котором

$$f(\bar{\pi}_{\text{опт}}) = \min \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i). \quad (2-7)$$

Здесь G — множество допустимых комбинаций агрегатов.

При данном методе подмножества оцениваются по нижней границе критерия (2-7). Под нижней границей

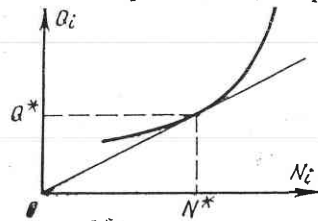


Рис. 2-1. Фиктивная расходная характеристика агрегата.

понижается некоторая фиктивная величина, полученная при условии работы части агрегатов анализируемого подмножества с максимальными к. п. д. При этом считается, что их нагрузка может меняться от нуля до мощности, соответствующей максимуму к. п. д. на расходной характеристике. Для этого расходная характеристика каждого агрегата заменяется наибольшей выпуклой функцией (рис. 2-1), для которой

$$Q^0_i(N^0_i) = \begin{cases} \frac{Q^*_i}{N^*_i} N_i, & \text{при } 0 \leq N_i \leq N^*_i; \\ \frac{N_i}{9,81 H_i \eta_i} & \text{при } N^*_i < N_i \leq N_{i \text{ макс}}, \end{cases} \quad (2-8)$$

где N^*_i , Q^*_i — мощность и расход i -го агрегата в точке максимума к. п. д.

По этим «исправленным» характеристикам агрегатов решается вспомогательная задача определения нижней границы критерия оптимизации

$$f^0(\bar{N}) = \min \sum_{i=1}^{i=n} Q^0_i(N^0_i), \quad (2-9)$$

причем

$$0 \leq N^0_i \leq N_{i \text{ макс}}.$$

Варианты формируются при отключении одного из агрегатов первоначального состава [Л. 8, 37, 38]. Критерием отключения является соотношение между удельными расходами воды и относительными приростами агрегатов (2-10).

Так как в рассматриваемой задаче задан график нагрузки станции, то всякие изменения состава оцениваются только по к. п. д. станции. Пусть отключается один агрегат с нагрузкой N_k . Экономия воды на данном агрегате будет Q_k . Так как нагрузка станции не меняется, то на мощность N_k будут догружены агрегаты, оставшиеся в работе, и их расход воды увеличится на $\Delta Q = q N_k$, где q — относительный прирост расхода воды на агрегатах. Если нагрузка на агрегатах распределяется наимыгоднейшим образом, то их относительные приросты равны. Критерием целесообразности отключения является соотношение $Q_k \geq q N_k$, т. е.

$$q_{удк} \geq q, \quad (2-10)$$

где $q_{удк} = Q_k / N_k$, $q = \Delta Q / \Delta N$.

На характеристиках агрегатов легко найти критическую точку N^* (рис. 2-1). Если агрегат имеет мощность $N < N^*$, то отключение его может дать экономию; если же $N \geq N^*$, то по полученному критерию агрегат останавливать нецелесообразно.

Критерий целесообразности отключения для нашей задачи не является строгим. Действительно, отключение агрегата на станции всегда вызывает изменение ее относительного прироста. Если до отключения K -го агрегата станция имела относительный прирост q_1 , после отключения q_2 и $q_2 > q_1$, то действительное изменение расхода воды на работающих агрегатах будет:

$$\Delta Q_j = \int_{N_j}^{N_j + N_k} q(N) dN.$$

Конечно $\Delta Q_j \neq q N_k$, и поэтому критерий целесообразности отключения используется лишь для того, чтобы определить стратегию ветвления, а не для принятия решения.

Задача об изменении состава агрегатов по критерию (2-10) является вспомогательной. Для ее решения все агрегаты разбиваются на три группы: первая включает агрегаты с $N^0_i = 0$; вторая — с $N^*_i \leq N^0_i \leq N_{i \text{ макс}}$; третья — с $0 < N^0_i < N^*_i$.

Решение вспомогательной задачи можно построить так, что из данного состава агрегатов в третьей группе окажется один агрегат либо ни одного. Достигается это перераспределением нагрузки между агрегатами. Если в третьей группе не останется ни одного агрегата, то вектор \bar{N} соответствует реальному режиму агрегатов, причем ни один из них не должен быть отключен.

Если же в третьей группе имеется какой-либо агрегат, то начинается процедура ветвления.

При ветвлении множество всех возможных сочетаний составов G разбивается на два подмножества: G_1 , в котором K -й агрегат обязательно отключен и $N_K=0$, и G_2 ,

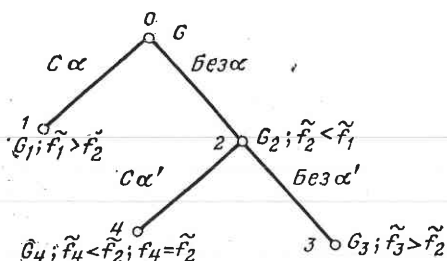


Рис. 2-2. Дерево решений при использовании метода ветвей и границ.

в котором K -й агрегат обязательно включен и его нагрузка $N_{K\text{мин}} \leq N_K \leq N_{K\text{макс}}$. Полученные подмножества оцениваются по нижней границе принятого критерия (2-9). Концевая вершина, для которой нижняя граница наименьшая, получает приоритет для дальнейшего ветвления.

Для подмножества, получившего приоритет, решается новая вспомогательная задача.

Поясним на схеме (рис. 2-2) процедуру ветвления. Предположим, что для нагрузки ГЭС N_t был подобран какой-то допустимый случайный состав агрегатов. Произведем распределение нагрузки между агрегатами таким образом, чтобы только один агрегат α имел мощность меньше критической N_α^* . Согласно критерию (2-10) следует проверить целесообразность отключения данного агрегата.

Для оценки составов необходимо произвести распределение нагрузки между агрегатами и рассчитать нижние границы критерия оптимизации (2-9). Для этого формируются два подмножества. В подмножестве G_1 агрегат α находится в работе. Распределение нагрузки между агрегатами производится для α агрегата по его действительной характеристике, а для всех остальных либо по действительной, либо по фиктивной — в зависимости от их мощности. Нижняя граница целевой функции f_1 характеризует данный состав. В подмножестве G_2 агрегат α отключен. Новый состав агрегатов также обеспечивает мощность станции N_t , и для него нижняя граница будет f_2 .

Если $f_1 > f_2$, то первое направление ветвления, в котором агрегат α обязательно включен, отбрасывается. Если же $f_1 \leq f_2$, то отбрасываются варианты, в которых агрегат α отключен. Перспективным для дальнейшего

анализа на рис. 2-2 является подмножество G_2 . В том случае, когда все агрегаты имеют мощности, соответствующие действительной зоне, задача считается решенной. Допустим, что агрегат α' оказывается в фиктивной зоне, тогда ветвление продолжается. Подмножество G_2 разбивается на два следующих G_3 и G_4 , причем в G_3 агрегат α' обязательно отключен, а в G_4 он включен. Далее расчеты аналогичны. Процесс заканчивается, если для какой-либо концевой вершины, выбранной для ветвления, значения целевой функции и нижней границы совпадают.

Учитывая многоэкстремальность задачи, предлагается проанализировать оставшиеся концевые вершины дерева решений в пределах заданной точности расчетов ϵ . Если среди них найдутся вершины с тем же оптимальным значением целевой функции f_0 и реальным составом, то они представляют собой решения, равноценные оптимальному. Если же среди концевых вершин есть такие, у которых один агрегат принадлежит третьей группе, а нижние границы равны f_0 или $f_j - f_0 \leq \epsilon$, то можно считать эти вершины перспективными для дальнейшего ветвления. Сначала выбирается по (2-9) наименьшая из них. В этом случае процесс ветвления можно закончить только тогда, когда для всех концевых вершин дерева решений будет выполняться неравенство $f_j - f_0 > \epsilon$. Таким образом, будут найдены все решения, близкие к оптимальному.

Метод ветвей и границ представляет собой четкую вычислительную схему, которая может быть реализована на ЭЦВМ. Этот метод в большинстве случаев позволяет резко сократить перебор, так как отбрасываемые подмножества могут содержать большое число сочетаний. Он дает возможность получить оптимум и ряд решений, близких к оптимальному, оптимизировать режим агрегатов при работе ГЭС по заданному графику нагрузки.

В изложенном алгоритме не отражены некоторые специфические особенности гидроэлектростанций.

Первая особенность определяется видом характеристик гидроагрегатов. Характеристики однотипных гидроагрегатов различны. Максимальный к. п. д. агрегатов имеет место в зоне от 80 до 100% полной мощности, причем анализ характеристик показывает, что при напорах, больших расчетных по мощности, эта зона со-

ставляет 90—100%. Последнее обстоятельство приводит к тому, что почти во всей рабочей зоне действительная расходная характеристика заменяется фиктивной выпуклой функцией. Тогда в начале оптимизации большая часть агрегатов или все агрегаты попадут в фиктивную зону; при этом соотношение фиктивных и действительных показателей в общем случае различно. Следовательно, направление поиска оптимума сначала не является наикратчайшим.

Вторая особенность характеристик агрегатов заключается в том, что при постоянном напоре максимальные к. п. д. агрегатов отличаются мало. Анализ множества натуральных характеристик показывает, что максимальные к. п. д. однотипных агрегатов при постоянном напоре отличаются на $\pm 0,5\%$. Известно, что часто натурные характеристики испытаний, когда расход воды не замеряется, а оценивается каким-либо косвенным способом. При этом получается, что все или группа однотипных агрегатов имеют равные максимальные к. п. д. при постоянном напоре. Это обстоятельство также ухудшает рациональность обсуждаемой схемы ветвления. Действительно, при равных максимальных к. п. д. фиктивные характеристики агрегатов совпадают. По схеме ветвления сначала необходимо в фиктивной зоне оставить не более одного агрегата, а процесс этот произвольный. Для нахождения оптимального решения по методу ветвей и границ потребуется полный перебор из равнозначных агрегатов по максимальному к. п. д. При этом придется довести ветвление до конца, перебрав все возможные сочетания, т. е. рациональность предложенной схемы утрачивается. В этом случае целесообразно применить прямой алгоритм полного перебора, упорядочив агрегатные характеристики. Для этого достаточно расположить эти характеристики в порядке убывания их к. п. д. при постоянной нагрузке. Следовательно, и здесь направление поиска оптимума также не является наикратчайшим.

Третья особенность — резкое различие характеристик агрегатов при постоянных мощностях. Характеристики агрегатов Новосибирской ГЭС в зоне минимальных нагрузок могут отличаться по к. п. д. на 5—7%, а в зоне максимальных нагрузок агрегатов — на 3—5%. Резкое различие характеристик заставляет предполагать, что

принятые условия окончания ветвления не всегда позволяют получать оптимальное решение. При нагрузке всех включенных агрегатов $N_i \geq N_i^*$ ($i=1, 2, \dots, n$) ветвление прекращается, так как по критерию (2-10) все агрегаты должны быть в работе. Однако ввиду недостаточной строгости этого критерия прекращение ветвления может быть преждевременным.

Приведем пример. Пусть нагрузка между агрегатами была распределена равномерно и $N_i \geq N_i^*$, т. е. все агрегаты работали в зоне максимальных нагрузок.

К. п. д. ГЭС для n и $(n+1)$ агрегатов имеют вид:

$$\eta_{rn} = \frac{n}{i=n} ; \quad \eta_{r(n+1)} = \frac{n+1}{i=n+1}$$

$$\sum_{i=1} \frac{1}{\eta_i} \quad \sum_{i=1} \frac{1}{\eta_i}$$

При этом возможно соотношение

$$\eta_{r(n+1)} > \eta_{rn}$$

Чаще всего такие случаи встречаются при работе на ГЭС большого числа агрегатов, например при $n > 10$, и при резком различии к. п. д. отдельных агрегатов. Это же заключение справедливо и при неравномерном распределении нагрузки между агрегатами. Из экспериментальных расчетов известно, что ошибка в числе агрегатов может привести к существенному снижению экономичности решения, и чтобы избежать этого, необходимо продолжить ветвление. Достаточно провести дополнительный анализ работы станции с числом агрегатов $(n+K)$. Для этого легко наметить стратегию изменения состава агрегатов, включая лучшие. Следовательно, дооптимизация может быть проведена направленным перебором вариантов.

Характеристики поворотного-лопастных турбин имеют широкую зону максимальных к. п. д., составляющую 10—30% полной мощности агрегатов. На характеристиках агрегатов с поворотными-лопастными турбинами существует зона критических мощностей и в ней относительные приросты и удельные расходы равны. По условию (2-10) все агрегаты, мощности которых попадают в диапазон, где существует равенство удельных расходов и относительных приростов, т. е. от $N_{\text{макс}}^*$ до $N_{\text{мин}}^*$, должны находиться в работе (рис. 2-3). Однако в этой зоне могут быть равноправными и другие варианты состава с меньшим или большим числом агрегатов. Например, если при заданном числе агрегатов n нагрузка i -го агрегата была N_1 , а при $(n-1)$ она возрастает до N_2 , то критерий (2-10) справедлив для обоих вариантов.

Не вполне удовлетворяет требованиям метода ветвей и границ предлагаемый способ вычисления нижних границ (оценок). Для вычисления оценок решается вспомогательная задача методом неопределенных множителей Лагранжа [Л. 9]. На первом этапе все агрегаты должны быть в работе. При решении первой вспомога-

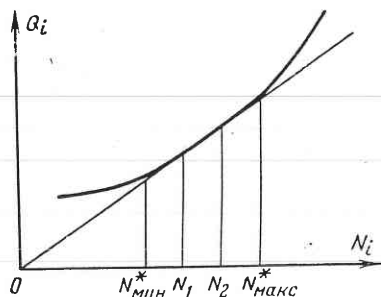


Рис. 2-3. Действительная и фиктивная характеристики агрегата.

тельной задачи — распределения нагрузки между агрегатами, заданными своими фиктивными характеристиками, по равенству относительных приростов, может оказаться, что часть агрегатов не участвует в распределении, так как их относительный прирост слишком высок и для них $N_i = 0$. Дальнейшее ветвление исключает из рассмотрения эти агрегаты,

и оптимальное решение находится без их участия. Чтобы избежать этого, требуется с помощью направленного перебора привлечь к рассмотрению агрегаты, не включенные в процесс ветвления.

Наконец, вернемся к вопросу о необходимости получения всех равноправных решений. Равноправные варианты дают возможность с меньшей степенью компромиссности найти решение, соответствующее минимуму пуско-остановочных операций, которые отражают одно из требований надежности. Кроме того, схема диспетчерского управления требует гибкости решения, что может быть достигнуто при вариантных рекомендациях. Расчеты, выполненные для Новосибирской ГЭС, показывают, что почти для каждого режима ГЭС по мощности можно найти несколько равноправных вариантов. Чаще всего получаем два-три равноправных варианта, но для отдельных мощностей их число достигает девяти-десяти.

Из числа перечисленных недостатков некоторые отражаются только на вычислительном алгоритме, другие же имеют принципиальный характер. Для окончательных суждений о применимости алгоритма были проведены экспериментальные расчеты. За эталонный при-

нимался алгоритм, основанный на принципе оптимальности динамического программирования. Экспериментальные расчеты показали, что все указанные недостатки проявляются. Например, для Новосибирской ГЭС при работе станции с одним агрегатом ($N_T = 50$ МВт) оптимальное решение было получено при расчете семи направлений, в то время как упорядоченный перебор требует анализа одного направления. Для Новосибирской ГЭС при $N_T = 270$ МВт число агрегатов отличалось от оптимального на единицу. При $N_T = 105$ МВт оказалось отброшенным лучшее решение из-за того, что некоторые агрегаты не участвовали в процессе ветвления, так как их относительный прирост по фиктивной характеристике оказался слишком высок.

Область применения алгоритма может быть расширена и его вычислительные параметры улучшены при устранении указанных недостатков или при применении другой схемы ветвления.

2-3. УЧЕТ СПЕЦИФИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЭС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ

Изложим еще один способ ветвления, учитывающий специфические особенности гидроэлектростанций. Из экспериментальных расчетов [Л. 42] известно, что экономическая значимость этапов рассматриваемой задачи неодинакова. Наибольший эффект может быть получен при оптимизации числа работающих агрегатов ($\Delta\eta_Z$), затем следуют эффект оптимизации состава агрегатов при заданном их числе ($\Delta\eta_A$) и эффект оптимального распределения нагрузки ($\Delta\eta_N$). В среднем эти этапы характеризуются следующими количественными показателями изменения к. п. д. ГЭС:

$$\Delta\eta_Z = 2,0\%; \quad \Delta\eta_A = 0,5\%; \quad \Delta\eta_N = 0,3\%.$$

Учитывая эти результаты, ветвление дерева решений можно осуществить по двум стадиям: ветвление по числу агрегатов, ветвление по составу и распределению нагрузки при заданном числе агрегатов. Схема ветвления показана на рис. 2-4.

Подмножества $G_Z = G_{Z_1}, G_{Z_2}, \dots, G_{Z_K}$ соответствуют вариантам по числу агрегатов $Z = Z_1, Z_2, \dots, Z_K$. Подмно-

жества $G_z^A = G_z^{A_1}, G_z^{A_2}, \dots, G_z^{A_n}$ — вариантам по составу агрегатов $A = A_1, A_2, \dots, A_n$.

За критерий оптимизации примем к. п. д. ГЭС, причем будем оперировать двумя величинами, действительными значениями и фиктивными, соответствующими нижним границам. Значения к. п. д., соответствующие нижней границе, например, обозначим $\tilde{\eta}_{z_1}^{A_1}$ (нижняя граница для к. п. д. ГЭС при числе агрегатов Z_1 и составе агрегатов A_1).

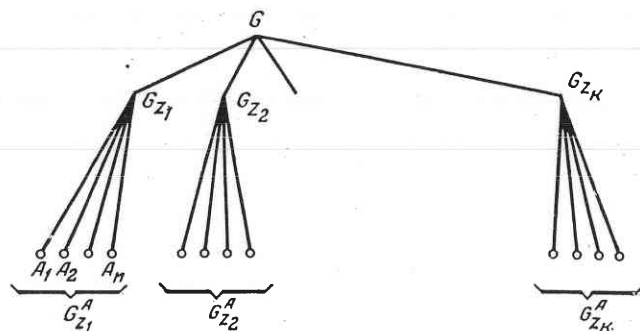


Рис. 2-4. Дерево решений при рассмотрении задачи выбора состава агрегатов по частям.

На первой стадии расчетов оптимальное решение соответствует условию $\tilde{\eta}_z = \text{макс}$. Это же условие дает наиболее вероятное направление ветвления второй стадии. Если таких направлений несколько, то все они правомерны. На второй стадии оптимальное решение соответствует условию $\tilde{\eta}_z^A = \text{макс}$.

Эта вычислительная процедура может быть достаточно простой, если в основу ее положить количественные и физические взаимосвязи, полученные при решении подобных задач и имеющие достаточно общий характер.

Первая стадия ветвления, т. е. определение возможных вариантов по числу работающих агрегатов, осуществляется с использованием приближенных способов наивыгоднейшего распределения нагрузки.

Можно определить функцию $\tilde{\eta}_z$ от числа агрегатов, если считать, что в первую очередь подключаются те

агрегаты, которые имеют наибольший к. п. д. в точке максимума.

Возможные модификации связи между нижней границей к. п. д. и числом агрегатов показаны на рис. 2-5 линиями 1—3. На эту характеристику можно нанести границы области существования режимов. Это минимальное и максимальное число агрегатов, пригодное для покрытия заданной нагрузки станции.

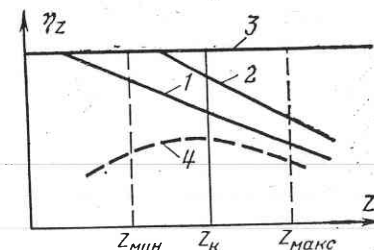


Рис. 2-5. Верхние границы к. п. д. станции при изменении числа агрегатов.

Можно найти нижнюю границу по к. п. д. ГЭС (линия 4), используя принцип равномерного распределения нагрузки. Расчеты показывают [Л. 42], что наивыгоднейшее распределение нагрузки по отношению к равномерному позволяет получить эффект не более 20% эффекта равномерного распределения. Тогда верхняя граница (линия 3 на рис. 2-5) может быть найдена по условию

$$\tilde{\eta}_z = \eta_z + \varepsilon. \quad (2-11)$$

Вторая стадия ветвления основана на положении о том, что экономический приоритет составов, определенный по принципу равномерного распределения нагрузки, близок к приоритету, соответствующему наивыгоднейшему распределению нагрузки.

Тогда первоочередные варианты состава агрегатов из G_z^A определяются по условию максимума к. п. д. ГЭС при $Z = \text{const}$

$$\eta_z^A = \text{макс}. \quad (2-12)$$

Нижние границы для каждого состава можно найти при таком распределении нагрузки, когда все агрегаты, кроме одного, будут работать с максимально возможным к. п. д. Нагрузка последнего агрегата K определяется уравнением баланса мощности. Его к. п. д. может быть ниже максимального, но для определения нижней границы следует приравнять его к максимальному, т. е. считать фиктивной величиной $\tilde{\eta}''_k$.

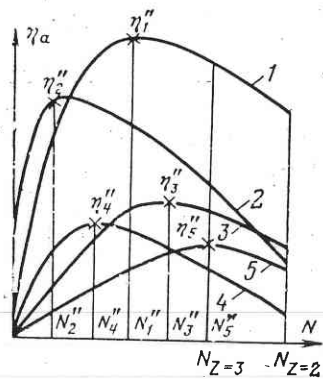


Рис. 2-6. Рабочие характеристики агрегатов. (Номера на кривых соответствуют номерам агрегатов.)

Следовательно, для нижней границы к. п. д. станции

$$\tilde{\eta}_Z^A = \text{макс.} \quad (2-13)$$

При этом агрегаты располагаем в порядке уменьшения максимальных к. п. д., например (рис. 2-6):

$$\eta''_1 \geq \eta''_2 \dots \geq \eta''_5. \quad (2-14)$$

Критерием оптимизации для второй стадии является условие

$$\eta_Z^A = \tilde{\eta}_Z^A + \epsilon. \quad (2-15)$$

Вся расчетная процедура показана на рис. 2-7. Условия ветвления выполняются по схеме:

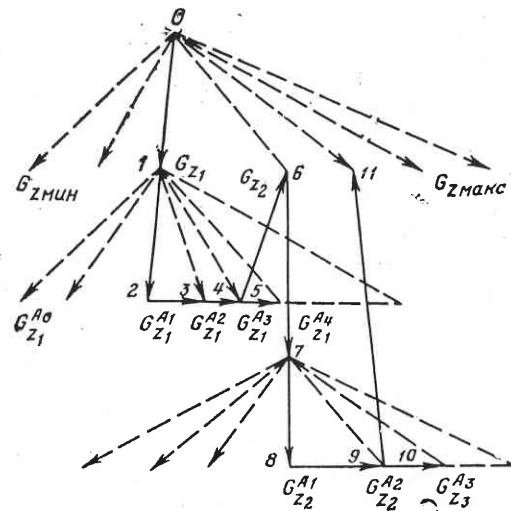


Рис. 2-7. Пример решения при рассмотрении задачи выбора состава агрегатов по частям.

0. Формирование $G_Z = G_{Z_{\text{мин}}}, \dots, G_{Z_{\text{макс}}}$ и выбор G_{Z_1} по условию $\tilde{\eta}_{Z_1} = \text{макс.}$

1. Формирование $G_{Z_1}^A = G_{Z_1}^{A_0}, \dots, G_{Z_1}^{A_4}$ и выбор $G_{Z_1}^{A_1}$ по условию $\tilde{\eta}_{Z_1}^{A_1} = \text{макс.}$

2. Определение $\eta_{Z_1}^{A_1}$.

3. Сравнение $\tilde{\eta}_{Z_1}^{A_2} + \epsilon > \eta_{Z_1}^{A_1}$; определение $\eta_{Z_1}^{A_2}$.

4. Сравнение $\tilde{\eta}_{Z_1}^{A_3} + \epsilon > \eta_{Z_1}^{A_2}$; определение $\eta_{Z_1}^{A_3}$.

5. Сравнение $\tilde{\eta}_{Z_1}^{A_4} + \epsilon < \eta_{Z_1}^{A_3}$.

6. Переход к G_{Z_2} по условию $\tilde{\eta}_{Z_2} + \gamma > \eta_{Z_1}^{A_3}$.

7. Сравнение $\tilde{\eta}_{Z_2}^{A_1} + \epsilon > \eta_{Z_1}^{A_3}$.

8. Определение $\eta_{Z_2}^{A_1}$.

9. Сравнение $\tilde{\eta}_{Z_2}^{A_2} + \epsilon > \eta_{Z_2}^{A_1}$; определение $\eta_{Z_2}^{A_2}$.

10. Сравнение $\tilde{\eta}_{Z_2}^{A_3} + \epsilon < \eta_{Z_2}^{A_2}$.

11. Переход к G_{Z_3} по условию $\tilde{\eta}_{Z_3} = \text{макс.}$; сравнение $\tilde{\eta}_{Z_3} + \gamma < \eta_{Z_2}^{A_2}$. Оптимальное решение $Z = Z_2, A = A_2$.

Из рис. 2-7 видно, что цикл вычислительной процедуры включает траекторию от 0 до 5 и затем повторяется.

Указанный процесс отыскания оптимального состава агрегатов имеет ряд достоинств: можно найти решения с учетом многоэкстремальности целевой функции; расчеты всех или некоторых равноправных направлений при ветвлении по числу и составу агрегатов достаточно просты; легко учесть ограничения по числу, составу и режимам работы агрегатов.

Вычислительная схема проста, легко реализуется на ЭЦВМ и пригодна для многоагрегатных ГЭС. Исключения составляют случаи, когда все или многие агрегаты имеют равные максимальные к. п. д. Тогда нижние границы оказываются равными у многих сочетаний и имеется множество возможных направлений ветвления. Для таких случаев предложенная схема ветвления может быть достаточно эффективной лишь при отыскании локального экстремума. Если этот путь неприемлем, то следует переходить на другие оптимизационные методы или доопределять предложенную схему ветвления.

В алгоритмах оптимизации, основанных на методе ветвей и границ, легко учесть ограничения по обязательной работе каких-либо агрегатов. Для этого характеристика агрегата искусственно исправляется. Чтобы агре-

гат был обязательно работающим, достаточно уменьшить расход при нулевой или минимальной мощности. Такое исправление характеристики не оказывает влияния на загрузку агрегатов, т. е. на наиболее выгодное распределение нагрузки станции, и, следовательно, оптимальность плана сохраняется.

Ограничения по допустимому числу агрегатов в алгоритме, изложенном в § 2-2, могут быть учтены только на стадии исправления оптимального решения. Например, если в каких-то режимах оптимальное число агрегатов меньше допустимого, то оно приравнивается к допустимому. Затем по приближенным оценкам выбирается номер подключаемого агрегата и производится наиболее выгодное распределение нагрузки.

2-4. БЛОК-СХЕМА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА АГРЕГАТОВ ПО МЕТОДУ ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ

Алгоритм расчета режимов агрегатов¹ основан на методе, изложенном в § 2-2.

Исходные данные для расчетов. Режим гидроэлектростанции по мощности задается списком N_1, N_2, \dots, N_τ . Соответственно мощностям задается и список напоров H_1, H_2, \dots, H_τ . Для расчетов используются расходные характеристики агрегатов $Q_f(N_f, H_f)$, где $f=1, 2, \dots, n$ — номера агрегатов, находящихся в холодном резерве в течение рассматриваемого периода оптимизации. Ограничения по мощности агрегатов имеют вид неравенства $N_{f\max} \geq N_f \geq N_{f\min}$, а по мощности станции — $N_{m\max} \geq N_m \geq N_{m\min}$. Последнее ограничение является контрольным и показывает соответствие графика нагрузки и располагаемых мощностей станции при $m=1, 2, \dots, \tau$.

Процедура оптимизации показана на блок-схеме (рис. 2-8):

Блок 1. Ввод исходных данных.

Блок 2. Вывод исходных данных на узкую печать для дополнительного контроля вводимой информации.

Блок 3. Проверка просчета графика нагрузки (m — число задаваемых мощностей).

Блок 4. Проверяется ограничение по мощности гидроэлектростанции N_m .

¹ Программа расчетов составлена Л. В. Ковалевской.

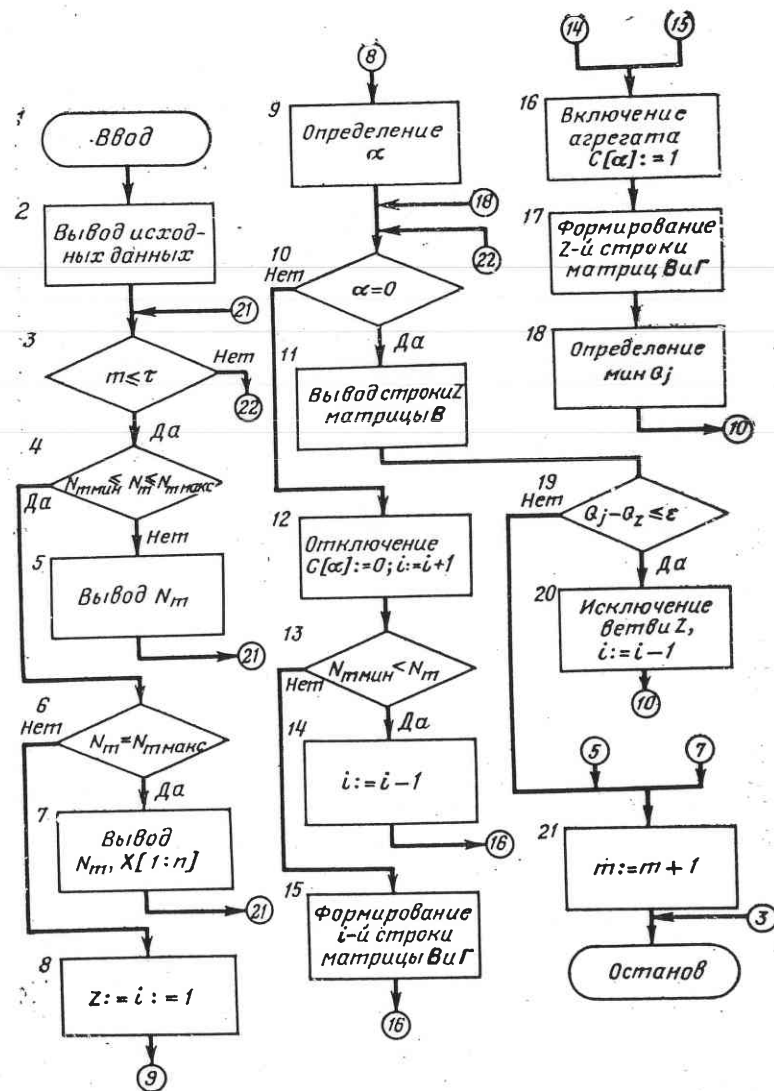


Рис. 2-8. Блок-схема оптимизации состава агрегатов при использовании метода ветвей и границ.

Блок 5. При отрицательном результате вывод на узкую печать N_m .

Блок 6. Проверка предела заданной мощности N_m по максимуму мощности для ГЭС.

Блок 7. При положительном результате вывод на узкую печать мощности N_m и вектора состава $X[1:n]$. Так как в этом случае все агрегаты работают с максимальной допустимой мощностью, то этот режим и является оптимальным.

Блок 8. Начало цикла по i (i — число хранящихся в памяти машины — висячих вершин дерева решений; Z — номер той вершины, по которой ведется ветвление).

Блок 9. Решение вспомогательной задачи. Определение α — номера агрегата, попавшего в фиктивную зону. Обращение к процедурам «Прим.», «Опр.», «Фт.», «Вода», с помощью которых решается вспомогательная задача: перераспределяется нагрузка между агрегатами, попавшими в фиктивную зону; определяется расход воды на ГЭС Q_i . Результаты расчетов заносятся в строку Z матрицы B .

Блок 10. Проверка наличия хотя бы одного агрегата в фиктивной зоне.

Блок 11. При $\alpha \neq 0$ в фиктивной зоне нет ни одного агрегата. Вывод на узкую печать Z -й строки матрицы B .

Блок 12. Отключение агрегата, попавшего в фиктивную зону. $C[1:n]$ — вектор состояний агрегата,

$$C[K] = \left. \begin{array}{l} 1, \text{ если агрегат включен;} \\ 0, \text{ если агрегат отключен;} \\ 7, \text{ если агрегат задан фиктивной} \\ \text{характеристикой.} \end{array} \right\} !$$

На первом этапе все элементы вектора C равны $K=7$. В блоке 12 элементу α вектора C присваивается значение $K=0$, что соответствует отключенному состоянию агрегата α . Вместе с этим число вершин дерева решений i увеличивается на 1.

Блок 13. Проверка заданной мощности N_m при новом составе по допустимому минимуму.

Блок 14. При положительном результате ветвление в этом направлении проводить невозможно, число вершин дерева решений уменьшаем на одну.

Блок 15. Обращение к процедурам. Решается новая вспомогательная задача. Результат помещается в i -ю

строку матриц B и G . Матрица $G[1:l; 1:n+1]$ характеризует состояния агрегатов, т. е. значения α на каждой ветви; матрица $B[1:l; 1:n+1]$ включает нагрузки каждого агрегата и расходы ГЭС для всех ветвей.

Блок 16. Включение агрегата, попавшего в фиктивную зону $C[\alpha] := 1$.

Блок 17. Решение вспомогательной задачи. Результат помещается в Z -ю строку матрицы B и G .

Блок 18. Поиск наименьшей из нижних границ для всех висячих вершин дерева решений на этом этапе. Вершине из матриц B и G присваивается номер Z . Определяется значение α , соответствующее этой вершине. Если $\alpha = 0$, то приоритет для дальнейшего ветвления получает вершина Z . Если $\alpha \neq 0$, то происходит печать строки Z матрицы B . Это означает, что получено оптимальное решение с минимальным расходом воды Q_Z .

Блок 19. Учет многоэкстремальности задачи. Проверка наличия среди висячих вершин решений таких, у которых расход воды Q_j близок к оптимальному Q_Z (находится в пределах точности по ϵ).

Блок 20. При положительном результате ветвь Z , по которой решение уже получено, исключается из дальнейшего анализа, число вершин i при этом уменьшается на единицу. Приоритет для ветвления получает новая вершина. Управление передается блоку 10.

Блок 21. Переход к новому значению по мощности из заданного списка.

Блок 22. Останов. При расчете всего графика нагрузки, т. е. списка мощностей, происходит выдача результатов на узкую печать в таком порядке: заданная мощность N_m ; оптимальное распределение нагрузки между агрегатами; расход воды на ГЭС. Кроме того, в том же порядке выдаются решения, близкие по ϵ к оптимальному.

В программе используются следующие процедуры:

I. Опр. (E, C, X). Эта процедура выполняет распределение нагрузки между агрегатами при заданном составе C по методу неопределенных множителей. Лагранжа (E — начальное приближение). Результаты расчета засылаются в вектор $X[1:n]$.

II. Прим. (N_m, C, E). Вычисляются начальные приближения относительных приростов q , которые помещаются в матрицу A , при заданном составе C и нагрузке N_m для процедуры Опр.

III. Фт. (С, X, α). Определяется номер агрегата, попавшего в фиктивную зону, и если в этой зоне оказалось больше одного агрегата, то выполняется перераспределение нагрузки до тех пор, пока в фиктивной зоне будет только один агрегат.

IV. Вода (X, α, Q). Вычисляет расход воды на ГЭС.

По приведенному алгоритму была составлена Альфа-программа для ЭЦВМ БЭСМ-4. Время расчета одного суточного графика нагрузки станции составляет 1—3 мин. Это говорит о том, что данный алгоритм относится к числу лучших по времени расчета.

2-5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЭС

Режим агрегатов может назначаться по энергетическим характеристикам станции. Основными для гидростанции являются энергетические характеристики, связывающие абсолютные показатели: Q_r, N_r, H_r — расход, мощность и напор ГЭС; Q_i, N_i, H_i — расход, мощность и напор агрегата. Широко применяются эксплуатационные расходные характеристики, которые связывают все названные показатели станции и агрегатов.

Методика построения расходных характеристик для электростанций с агрегатами, имеющими одинаковые характеристики, детально разработана [Л. 8, 36, 39]. Задача сводится к выбору оптимального числа агрегатов Z_0 . Все варианты составов агрегатов равноправны. Наивыгоднейшим является равномерное распределение нагрузки между агрегатами. В этом случае характеристика для $Z_0=1, 2, 3 \dots$ имеет вид: $Q_r = Q_r(N_r, H_r, Z_0)$.

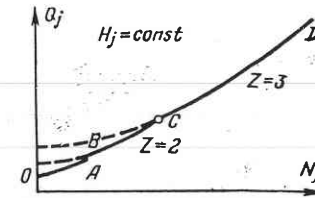
Она может быть получена путем пропорционального изменения показателей одного агрегата, связанных характеристикой $Q_i = Q_i(N_i, H_i)$, т. е. при $H_r = \text{const}$, $Q_r = ZQ_i$, $N_r = ZN_i$. Сопоставляя ординаты расходных характеристик, легко определить наивыгоднейший режим станции по минимуму расхода воды при постоянной мощности.

На рис. 2-9 показан пример расходной характеристики ГЭС. Наивыгоднейшие условия отражаются линией $OABCD$. В зоне OA включен один агрегат, в зоне BC — два, а в зоне CD — три. По этим характеристикам легко определить потери расхода при работе станции

с неоптимальным числом агрегатов. Видна также роль ограничений, например второй агрегат подключается раньше, чем это соответствует критерию экономичности.

Построение таких характеристик осуществляется просто и не требует привлечения специального математического аппарата.

Принцип оптимальности динамического программирования используется для решения задачи построения характеристик станции, имеющей агрегаты с различными характеристиками. В этом случае для каждой мощности ГЭС требуется найти состав агрегатов и распределение нагрузки между ними по заданному критерию. Здесь, как и в случае



оптимизации режима агрегатов в выборе оптимального. Задача в общем случае является нелинейной, многоэкстремальной и целочисленной. Отличием от задачи, подробно рассмотренной в § 2-2, является невозможность учета ограничения по режиму работы агрегатов и станции, обусловленных суточным графиком нагрузки.

Рис. 2-9. Расходная характеристика станции для трех однотипных агрегатов.

Математическая постановка задачи имеет следующий вид. Задаются: располагаемое множество агрегатов $K \in M$, где M — общее множество агрегатов; расходные характеристики агрегатов $Q_i = Q_i(N_i, H_i)$, все ограничения по составу и режиму агрегатов, которые задаются поинтервально для постоянной мощности ГЭС (см. § 2-1); дискретный равномерный ряд мощностей ГЭС $N_j = N_1, N_2, \dots, N_m$. Для каждой мощности N_j требуется найти число, состав и нагрузки агрегатов по условию

$$Q_j = \sum_i Q_i(N_i) = \text{мин.}$$

При этом необходимо соблюдать баланс мощности по станции

$$N_j = \sum_i N_i;$$

допустимые пределы изменения мощности станции

$$N_{j\max} \geq N_j \geq N_{j\min};$$

допустимые пределы изменения мощности агрегатов

$$N_{i\max} \geq N_i \geq N_{i\min}.$$

Требуется определить характеристику

$$Q_j = Q_j[N_j(N_i, Z, A), H_j], \quad (2-16)$$

где Z — число агрегатов в оптимальном режиме; A — вектор оптимального состава агрегатов при $Z = \text{const}$; H_j — напор ГЭС, равный напору агрегатов H_i .

Метод динамического программирования предложен американским математиком Р. Беллманом [Л. 1]. Вариационная задача рассматривается как многошаговый непрерывный процесс. Все решения последующих шагов должны составлять оптимальное поведение относительно предыдущих. Принцип оптимальности динамического программирования формулируется так: любая часть оптимального плана также есть оптимальный план.

В задаче построения характеристик станции состояние характеризуется тремя параметрами: числом, составом и мощностями агрегатов. Многошаговый процесс оптимизации позволяет для известного числа агрегатов найти их оптимальный состав и нагрузки по критерию $Q_j = \text{мин}$.

В терминологии задачи это означает, что сначала для $Z=1$ находится оптимальная характеристика станции; назовем ее эквивалентной и обозначим символом $\Phi^{\circ}_{Z=1}$; затем для $Z=2$ находится оптимальная характеристика $\Phi^{\circ}_{Z=2}$, но один из агрегатов представляется характеристикой $\Phi^{\circ}_{Z=1}$, а второй выбирается из оставшихся агрегатов. На следующем шаге строится характеристика $\Phi^{\circ}_{Z=3}$ для $Z=3$, но при этом один агрегат представляется характеристикой $\Phi^{\circ}_{Z=2}$, а второй может быть любым из тех, которые не вошли в характеристики $\Phi^{\circ}_{Z=1}$, $\Phi^{\circ}_{Z=2}$, и т. д. Сравнение характеристик $\Phi^{\circ}_{Z=1}, \dots, \Phi^{\circ}_{Z=k}$ позволяет определить оптимальный режим станции.

В общем случае для i -шагового процесса оптимизации состава и режима агрегатов основное функциональное уравнение динамического программирования имеет

вид рекуррентного соотношения:

$$Q^{\circ}_i(N^{\circ}_i) = \text{мин} \{Q_i(N_i) + Q^{\circ}_{i-1}(N^{\circ}_{i-1})\}, \quad (2-17)$$

где Q°_i — расход эквивалентной характеристики i -го шага оптимизации для мощности ГЭС N°_i ; Q°_{i-1} — расход эквивалентной характеристики $(i-1)$ -го шага оптимизации для мощности станции N°_{i-1} ; Q_i и N_i — соответственно расход и мощность подключаемого агрегата.

Используя уравнение баланса мощности, функциональное уравнение, которое при заданном составе агрегатов и заданной мощности ГЭС имеет одну переменную N_i , можно записать в виде

$$Q^{\circ}_i(N^{\circ}_i) = \text{мин}\{Q_i(N_i) + Q^{\circ}_{i-1}(N_j - N_i)\}.$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одной переменной.

Алгоритм оптимизации состава и режима агрегатов по рекуррентному соотношению Р. Беллмана разработан подробно [Л. 14, 29]. Процедура расчетов заключается в последовательном построении эквивалентных характеристик для заданной очередности агрегатов $i=1, 2, 3, \dots, n$.

Характеристика первого шага оптимизации вначале задается как характеристика одного из агрегатов, например $i=1$. В дальнейшем она будет исправлена на оптимальную. На втором шаге требуется построить эквивалентную характеристику двух агрегатов и для этого рассматривается сочетание первого и следующего за ним агрегатов, т. е. $i=1, 2$.

Затем строится эквивалентная характеристика для трех агрегатов $i=1, 2, 3$. Далее расчеты повторяются при увеличении на каждом шаге числа агрегатов на единицу.

При такой последовательности расчетов на каждом шаге решаются три подзадачи: уточнение предыдущих эквивалентных характеристик; построение эквивалентной характеристики для рассматриваемого шага; определение оптимальных решений по эквивалентным характеристикам.

Рассмотрим пример, демонстрирующий рекуррентную процедуру оптимизации. Построение оптимальной характеристики станции производится для четырех агрегатов, заданных любой очередностью использования.

Для простоты считаем, что $i=1, 2, 3, 4$ и цифры очередности совпадают со стационарными номерами агрегатов.

Первый шаг. Эквивалентная характеристика первого шага ($i=1$) вначале приравнивается к характеристике первого агрегата. Таким образом, на первом шаге рассматривается единственное сочетание агрегатов $A_1=1$.

Второй шаг. Строится эквивалентная характеристика второго шага ($i=2$), которая включает эквивалентную характеристику первого шага и следующий агрегат № 2. При этом рассматриваются сочетания $A_2=2; 1, 2$. Сочетание $A_2=2$ (работает агрегат № 2) появляется в процессе распределения нагрузки в том случае, когда вся мощность станции обеспечивается только подключаемым агрегатом. Сравнение расхода агрегатов № 1 и 2 при одинаковых мощностях говорит о необходимости уточнения или сохранения тех точек характеристики, которые определены на первом шаге.

Допустим, что в результате расчета точки характеристики, рассчитанные при первом шаге, на отдельных участках исправлены и представляются характеристикой агрегата № 2. Определена также характеристика станции для второго шага.

Третий шаг. К эквивалентному агрегату второго шага ($i=1, 2$) подключается агрегат № 3. При этом рассматриваются сочетания $A_3=3; 1, 3; 2, 3; 1, 2, 3$. Если агрегат № 3 при каких-либо мощностях станции будет лучше агрегатов № 1 и 2, которые вошли в характеристику второго шага, то эти точки исправляются. На третьем шаге уточняются также режимы, определяемые характеристикой двух агрегатов. Для этого рассчитываются сочетания $A_3=1, 3; 2, 3$ и сравниваются с характеристикой $A_2=1, 2$.

Допустим, что на третьем шаге в эквивалентную характеристику вошли сочетания $A_3=1; 2; 3; 1, 2; 1, 3; 2, 3; 1, 2, 3$.

Четвертый шаг. К эквивалентному агрегату третьего шага, включающему все указанные сочетания A_3 , подключается агрегат № 4. Рассматриваются дополнительные сочетания $A_4=4; 1, 4; 2, 4; 3, 4; 1, 2, 4; 1, 3, 4; 2, 3, 4; 1, 2, 3, 4$. При этом проверяется правильность всех точек третьей эквивалентной характеристики и находится оптимальная характеристика станции.

В нашем примере рассмотрены все возможные сочетания, т. е. проделан полный перебор. Так, при числе агрегатов $Z=1$ рассматривались все четыре варианта работы станции с одним агрегатом. При $Z=2$ анализировались шесть возможных сочетаний по два; при $Z=3$ — четыре сочетания и при $Z=4$ — одно. Полный перебор получается только в случае маловероятного предположения о том, что точки эквивалентных характеристик при $Z=1$ включают все возможные комбинации. Если, например, на характеристике второго шага при $Z=1$ выгодным будет только агрегат № 1, то уже не будут рассчитываться варианты $A_3=2, 3$ и $A_4=2, 3, 4$. Если на третьем шаге не окажется нигде лучшим сочетание $A_3=1, 3$, то исключается из дальнейших расчетов сочетание $A_4=1, 3, 4$ и т. д. Наименьшее число вариантов будет при непересекающихся агрегатных характеристиках (см. рис. 2-17,а). Полный перебор имеет место только при беспорядочном пересечении характеристик.

Для того чтобы найти оптимальное решение, достаточно для каждой точки эквивалентной характеристики запомнить в памяти ЭЦВМ номер и нагрузку агрегата, подключаемого к эквивалентному агрегату. Оптимальное решение находится с использованием процедуры обратного хода.

Например, для нагрузки N_p при построении эквивалентной характеристики четырех агрегатов были определены номер подключаемого агрегата и его нагрузка. Назовем номер агрегата d_p , а нагрузку N_{d_p} . Оставшиеся

три агрегата будут иметь нагрузку

$$N^a_3 = N_p - N_{d_p}. \quad (2-18)$$

Из эквивалентной характеристики третьего шага находим номер подключаемого агрегата на третьем шаге оптимизации — c_p и его нагрузку N_{c_p} . Нагрузка оставшихся двух агрегатов

$$N^a_2 = N^a_3 - N_{c_p}. \quad (2-19)$$

Агрегат, подключаемый на втором шаге, имеет нагрузку N_{b_p} , и, наконец, последний агрегат имеет нагрузку

$$N^a_1 = N^a_2 - N_{b_p}. \quad (2-20)$$

Таким образом, найдено оптимальное решение. При нагрузке станции N_p будут включены четыре агрегата, которые имеют станционные номера и нагрузку: агрегат $a_p, N_{a_p}; b_p, N_{b_p}; c_p, N_{c_p}; d_p, N_{d_p}$.

Таблица 2-1

Оптимальный режим Новосибирской ГЭС при $H_r=14$ м

N_j , МВт	Нагрузка на агрегаты, МВт							Q_j , м³/с
	1	2	3	4	5	6	7	
20	—	—	—	—	—	20	—	172,2
23—44	—	—	—	23—44	—	—	—	195—369
47	47	—	—	—	—	—	—	398
50	—	—	—	28	22	—	—	423
53	—	—	—	—	20	—	33	446
56	—	—	—	23	—	—	33	451
59—74	—	—	—	24—41	—	—	25—33	469—616
77	—	—	—	40	—	—	37	642
80	—	—	39	41	—	—	—	668
83	—	—	—	41	42	—	—	692
86	—	—	—	27	26	—	33	721

Примечания. 1. Все агрегаты ГЭС входили в состав располагаемого к использованию подмножества. 2. $N_{j\text{мин}} = 20$ МВт; $N_{j\text{макс}} = 86$ МВт; $N_{i\text{мин}} = 20$ МВт; $N_{i\text{макс}} = 57$ МВт.

Аналогично может быть найдено оптимальное решение для всех других мощностей ГЭС. Полученное решение удобно представить в виде таблицы мощностей (табл. 2-1).

2-6. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ, ОСНОВАННЫЙ НА СОЧЕТАНИИ МЕТОДОВ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ И НАПРАВЛЕННОГО ПОИСКА

В разработанном алгоритме по принципу оптимальности динамического программирования оптимизируются состав агрегатов и распределение нагрузки. Можно изменить этот алгоритм, если состав агрегатов на каждом шаге оптимизации выбирать по методу направленного поиска. Направленный поиск лучшего агрегата легко организовать в том случае, если известны число работающих агрегатов и их нагрузки.

Характеристика первого шага оптимизации строится для $Z=1$. Будем считать, что на станции установлены одинаковые по мощности агрегаты, тогда задача сводит-

ся к решению уравнения

$$Q^0_{Z=1}(N^0_{Z=1}) = \min\{Q_i(N_i)\} \quad (2-21)$$

при тех же ограничениях, что и в § 2-5, где $Q^0_{Z=1}$ — расход эквивалентной характеристики при $Z=1$.

Решение задачи осуществляется простым перебором всех возможных вариантов работы станции с одним агрегатом при мощности станции $N^0_{Z=1}$. На рис. 2-10 показаны характеристики агрегатов; нижняя огибающая их будет оптимальной эквивалентной характеристикой первого шага оптимизации.

Для построения эквивалентной характеристики второго шага необходимо использовать характеристику $Q^0_{Z=1} = f(N^0_{Z=1})$ и найти лучшую комбинацию этой характеристикой любого из оставшихся агрегатов. Для этого вначале производится распределение нагрузки между эквивалентным и неизвестным подключаемым агрегатом, а затем при известной мощности подключаемого агрегата находится тот агрегат, расход которого наименьший. Следовательно, для каждого варианта распределения нагрузки будет рассчитываться характеристика для единственного сочетания при $Z=2$. Для второго шага оптимизации $Z=2$ и

$$Q^0_{Z=2}(N^0_{Z=2}) = \min\{Q_i(N_i) + Q^0_{Z=1}(N_j - N_i)\}$$

$$\text{при } N_{i\text{макс}} \geq N_j \geq N_{i\text{мин}}$$

$$2N_{i\text{макс}} \geq N_j \geq 2N_{i\text{мин}}$$

Разберем расчет одной точки этой характеристики, соответствующей мощности N_1 . Допустим, что подключаемый агрегат будет работать с минимальной мощностью $N_{i\text{мин}}$, а оставшуюся мощность $(N_1 - N_{i\text{мин}})$ будет выдавать эквивалентный агрегат первого шага оптимизации.

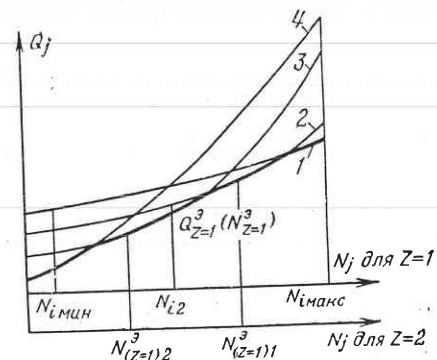


Рис. 2-10. Построение эквивалентной характеристики при использовании метода динамического программирования.

С характеристики первого шага можно найти номер агрегата, соответствующий нагрузке $N^a_{(z=1)1} = N_1 - N_{i_{\min}}$, на рис. 2-10 — это агрегат № 2. Один из оставшихся в работе агрегатов должен иметь мощность $N_{i_{\min}}$. Из числа оставшихся агрегатов (№ 1, 3, 4) лучшим при этой мощности является агрегат № 4, следовательно, его и подключаем. Для выбранного варианта состава и распределения нагрузки определяется расход ГЭС, назовем его Q_1 . Это решение еще не является окончательным, так как при другом распределении нагрузки расход ГЭС может быть меньше.

Рассмотрим другой вариант распределения нагрузки между эквивалентным и подключаемым агрегатом, например $N^a_{(z=1)2} = N_1 - N_{i_2}$, причем $N_{i_2} > N_{i_{\min}}$.

При нагрузке $N^a_{(z=1)2}$ лучшим является агрегат № 3, а лучшим подключаемым из оставшихся — агрегат № 2, мощность которого N_{i_2} . Этот вариант имеет расход Q_2 . Далее расчеты выполняются аналогично. Сравнение расходов $Q_1, Q_2 \dots$ позволяет определить оптимальное решение для мощности станции N_1 .

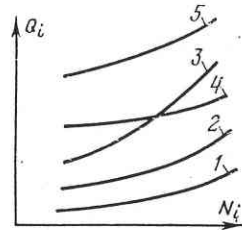


Рис. 2-11. Расходные характеристики агрегатов. (Номера на кривых соответствуют номерам агрегатов.)

Аналогично строятся и характеристики последующих шагов оптимизации. Так, для построения характеристики третьего шага оптимизации используются характеристики предыдущих шагов для определения номеров двух агрегатов и распределения между ними нагрузки, а к известным двум агрегатам подключается один из оставшихся и т. д. Оптимальный режим станции находится также при использовании обратного хода.

Число просматриваемых вариантов по сравнению с обычной схемой динамического программирования значительно уменьшается. Например, для станции с пятью агрегатами, характеристики которых показаны на рис. 2-11, по обычной схеме динамического программирования при очередности $i=1, 2, 3, 4, 5$ будут рассмотрены сочетания $A_i=1; 2; 3; 4; 5; 1,2; 1,3; 1,4; 1,5; 1,2,3; 1,2,4; 1,2,5; 1,2,3,4; 1,2,4,5; 1,2,3,4,5$. В оптимальную характеристику войдут только сочетания $A_0=1; 1,2; 1,2,3; 1,2,4; 1,2,3,4; 1,2,3,4,5$.

По схеме с направленным поиском будут просмотрены сочетания $A_i=1; 2; 3; 4; 5; 1, 2; 1, 2, 3; 1, 2, 4; 1, 2, 3, 4; 1, 2, 3, 4, 5$, т. е. лишних по сравнению с оптимальными составами четыре сочетания, а в первом случае — девять.

В алгоритмах с использованием метода динамического программирования ограничения по составу агрегатов учитываются так же, как и при использовании метода ветвей и границ (§ 2-2).

Использование программ расчетов на ЭЦВМ, составленных по алгоритмам динамического программирования, показало, что имеются некоторые недостатки, которые ограничивают область применения этих алгоритмов.

Как уже указывалось (§ 2-2), во многих случаях имеются равнозначные сочетания агрегатов. В данном алгоритме получается лишь один вариант состава агрегатов для заданной мощности. В оптимальный план включаются те из составов, которые раньше исследуются. В этом смысле не безразлично, в какой очередности рассматриваются агрегаты. Например, если при некоторой мощности агрегаты $i=1, 2, 3$ имеют одинаковый расход, то к работающим агрегатам подключится агрегат $i=1$, а равнозначные сочетания, которые будут при подключении $i=2$ или $i=3$, отбрасываются.

Для того чтобы получить оптимальное решение, шаг перераспределения мощности между агрегатами должен быть небольшой. Теоретически он не определяется, а экспериментальные расчеты показывают, что он должен составлять несколько мегаватт.

Несмотря на то, что при использовании метода динамического программирования применяется более эффективный процесс поиска, чем простое обследование всех возможных вариантов, время расчета одной характеристики достаточно велико. При расчете характеристик небольшим для задач оперативного планирования и управления. Например, время расчета одной характеристики ГЭС мощностью 400—500 МВт составляет примерно 2 мин на машине БЭСМ-4, а для станции с мощностью в 5000 МВт оно увеличивается до 5 мин. Время расчета возрастает из-за увеличения объема перебора, но, главным образом, за счет того, что таблицы эквивалентных характеристик не помещаются в оперативной

памяти и в процессе счета приходится многократно обращаться к внешней памяти.

Вместе с этим несомненны и достоинства алгоритмов, основанных на принципе оптимальности динамического программирования. В основном — это возможность получения глобального экстремума. В настоящее время этот алгоритм наилучший. Второе — нетребовательность к виду характеристик агрегатов. Натурные характеристики гидроагрегатов часто имеют вид негладких функций, могут иметь не один экстремум, часто являются не монотонными функциями и т. д. В этом отношении алгоритм динамического программирования также является лучшим из всех известных. Все это заставляет искать пути дальнейшего совершенствования алгоритма динамического программирования.

Очень интересным является комбинированный алгоритм, в котором метод динамического программирования сочетается с методом неопределенных множителей Лагранжа [Л. 11]. В нем для каждой точки эквивалентной характеристики, построенной на прямом ходе по рекуррентной процедуре Беллмана, запоминаются лишь номера агрегатов. Нагрузки агрегатов определяются на обратном ходе с использованием метода множителей Лагранжа. Здесь процедура обратного хода применяется только для определения номеров работающих агрегатов, а нагрузка между ними распределяется по равенству относительных приростов.

Сочетание метода динамического программирования с методом множителей Лагранжа приводит к значительной экономии памяти для запоминания эквивалентных характеристик. Агрегаты могут находиться в двух состояниях: $\alpha=0$ — отключенный агрегат и $\alpha=1$ — включенный агрегат. Для записи состояния двух агрегатов требуется один двоичный разряд, при четырех — два и т. д., т. е. в одном слове ЭЦВМ, состоящем из двоичных разрядов, можно зафиксировать состояние нескольких агрегатов. Экономия памяти оценивается коэффициентом

$$K_3 = \frac{l(0,5Z^2 + 1,5Z - 1)}{2Zl} \approx \frac{n+3}{4}, \quad (2-22)$$

и для крупной станции, состоящей из 40 агрегатов, при представлении агрегатных характеристик в памяти ЭЦВМ двадцатью точками ($l=20$) коэффициент $K_3=10$ [Л. 11]. В данном примере $K_3 \approx 3,5$.

Однако комбинированный алгоритм применим лишь при непрерывных и монотонно возрастающих дифференциальных характеристиках относительных приростов, т. е. одно из основных достоинств алгоритма динамического программирования утрачивается.

2-7. БЛОК-СХЕМА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ АГРЕГАТОВ ПО МЕТОДУ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Программа¹, реализующая алгоритм, основанный на сочетании метода динамического программирования и направленного поиска, составлена на языке Алгол-60 для ЭЦВМ БЭСМ-4. Используя эту программу, можно выбрать оптимальный состав агрегатов и распределить наивыгоднейшим образом нагрузку станции между ними. Программа позволяет вести расчеты для станций с большим числом агрегатов и с большой установленной мощностью. Так как для крупных станций недостаточно оперативной памяти машины, то в программе предусмотрено использование внешней памяти.

Исходными данными для этой задачи являются характеристики агрегатов, ограничения по минимальной и максимальной мощностям каждого агрегата, напор агрегатов, шаг изменения мощности станции t . В данной задаче ограничения по мощности одинаковы для всех агрегатов.

Расчет начинается с анализа характеристик агрегатов (рис. 2-12). Они могут быть представлены в виде расходных $Q_i = Q_i(N_i)$ или рабочих характеристик $\eta_i = \eta_i(N_i)$ при $H_i = \text{const}$.

Расчеты производятся по расходным характеристикам, если же имеются рабочие характеристики, то они пересчитываются по формуле

$$Q_i = \frac{N_i}{9,81\eta_i H_i}$$

В программе это анализируется по значению d (блок 2). При $d=0$ рабочие характеристики пересчитываются в расходные (блок 3), при других значениях d этот пересчет обходится. В зависимости от выбранного шага t в блоке 4 вычисляется количество расчетных

¹ Составлена Т. Д. Фоминой.

точек l в интервале от мощности N_{\min} до N_{\max} одного агрегата, т. е.

$$l = \frac{N_{\max} - N_{\min}}{t} + 1.$$

Шаг t должен выбираться с таким расчетом, чтобы величина l составила целое число. Каждая характеристика представляется числом точек $l \leq 50$, а длина характеристики станции не должна превышать $l_{\max} = 500$.

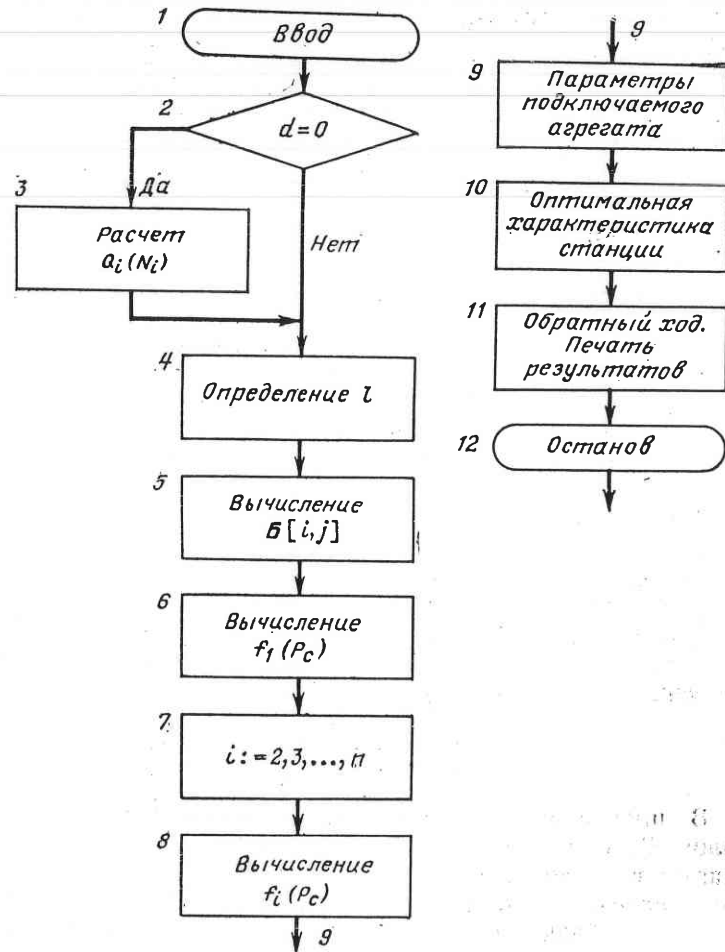


Рис. 2-12. Блок-схема построения характеристик станции по методу динамического программирования.

В зависимости от полученного числа l в блоке 5 (рис. 2-12) вычисляется матрица расходов $B[i, j]$ всех агрегатов для всех фиксированных значений мощности, здесь i — номер агрегата; j — номер значения мощности.

В блоке 6 вычисляется эквивалентная характеристика первого шага f_1 , когда работает один агрегат. Для этого из матрицы B для каждого значения мощности выбирается тот агрегат, расход у которого меньше. Номер агрегата, его нагрузка и расход станции запоминаются в соответствующих массивах, т. е. при $N_1 = P_c$ определяем:

$$f_1(P_c) = \min \{Q_1(N_1)\},$$

где $N_{\min} \leq N_1 \leq N_{\max}$; P_c — нагрузка станции.

Значения $Q_1(N_1)$ соответствуют точкам характеристики любого агрегата, у которого расход для соответствующего значения мощности минимальный.

Расчет последующих эквивалентных характеристик, начиная со второй, производится в цикле (блок 7) по i , причем $i = 2, 3, 4, \dots, n$ (n — количество агрегатов). В блоке 8 производится построение следующей эквивалентной характеристики. Расчет производится от минимального значения мощности станции, которое можно обеспечить двумя агрегатами, до максимального

$$2N_{\min} \leq P_c \leq 2N_{\max}.$$

Для каждого значения нагрузки P_c находится минимум f_2 , причем мощность второго агрегата N_2 меняется от N_{\min} до N_{\max}

$$f(P_c) = \min \{Q_2(N_2) + f_1(P_c - N_2)\}.$$

Значения $Q_2(N_2)$ соответствуют точкам характеристики любого агрегата, подключаемого в качестве второго для получения оптимальной характеристики второго шага.

Для построения второй эквивалентной характеристики для каждой заданной нагрузки P_c находится минимум функции при переменной N_2 . Для этого из столбца матрицы B , соответствующего заданной нагрузке P_c , из оставшихся $(n-1)$ агрегатов выбирается тот агрегат, расход у которого минимальный.

Результаты расчета второй эквивалентной характеристики заносятся в соответствующие массивы сразу же за данными первой эквивалентной характеристики. При

работе трех агрегатов расчет начинается с минимальной мощности и кончается максимальной, которую можно реализовать тремя агрегатами.

Для каждого значения P_c находится минимум функции f_3 при переменной N_3 , т. е.

$$f_3(P_c) = \min\{Q_3(N_3) + f_2(P_c - N_3)\}$$

при $3N_{\min} \leq P_c \leq 3N_{\max}$.

Здесь $Q_3(N_3)$ — точка характеристики любого агрегата, подключаемого в качестве третьего для получения характеристики третьего шага. Таким образом, для каждого значения P_c находим третий агрегат, который нужно подключить к известным двум агрегатам, чтобы функция имела минимальное значение. Таким агрегатом будет наилучший из оставшихся $(n-2)$ агрегатов.

Эквивалентная характеристика n агрегата имеет вид:

$$f_n(P_c) = \min\{Q_n(N_n) + f_{(n-1)}(P_c - N_n)\}.$$

В массивы, предназначенные для запоминания параметров агрегатов, подключаемых к эквивалентному, заносятся номера подключаемых агрегатов и их нагрузки. Эта информация поступает после расчета каждой эквивалентной характеристики для всех значений P_c , которые в зависимости от шага по i имеют свои пределы. Результаты расчетов последующих характеристик располагаются в массивах сразу же за предыдущими (блок 9).

В процессе расчетов выбирается оптимальное число работающих агрегатов. Это достигается в блоке 10 сравнением расходов для одинаковых значений мощностей предыдущей и последующей характеристик. Сравнение производится до тех пор, пока значения расходов последующей характеристики не станут лучше предыдущей для одинаковых значений мощностей, т. е. начиная с этой мощности оптимальным будет такое число работающих агрегатов, которое рассматривается в последующей характеристике. В массив, предназначенный для запоминания расходов, записываются расходы последующей характеристики, начиная с того расхода, который оказался лучшим по сравнению с предыдущей эквивалентной характеристикой. Построением n -й характеристики заканчивается прямой ход. В результате прямого хода получают оптимальные характеристики работы одного, двух и т. д. агрегатов и оптимальный состав ра-

ботающих агрегатов для всех значений мощностей. Эти результаты выдаются на печать.

Эквивалентные характеристики, полученные при прямом ходе, используются для составления оптимального плана. В оптимальный план включаются данные о числе агрегатов, их составе и распределении нагрузки для каждого значения мощности. Для составления оптимального плана используется обратный ход, т. е. последовательно анализируются результаты оптимизации, начиная от последнего шага. Расчеты при обратном ходе выполняются в блоке 11 и также выводятся на печать.

По данной программе проводились расчеты построения характеристик эксплуатируемых станций. Составления полученной программы с другими не производилось ввиду того, что автор не располагал готовыми программами для ЭЦВМ БЭСМ-4, но предварительно можно сделать вывод о том, что по вычислительным параметрам каких-то существенных преимуществ данная программа перед другими известными пока не имеет. Однако если характеристики имеют много точек пересечения, то сокращение расчетов по построению эквивалентных характеристик может дать определенные вычислительные преимущества. Характерно в алгоритме сохранение оптимальных характеристик каждого шага, что удобно для учета ограничений.

2-8. ОПТИМИЗАЦИЯ ЧИСЛА И СОСТАВА АГРЕГАТОВ МЕТОДОМ НАПРАВЛЕННОГО ПОИСКА ВАРИАНТОВ

На действующих станциях управление режимами агрегатов осуществляется с помощью автоматических устройств. В большинстве случаев автоматика действует по жесткой программе, хотя сейчас и ведутся большие работы по созданию управляющих комплексов на базе ЭЦВМ, позволяющих вести корректировку программ автоматических устройств.

По жесткой программе ведется распределение нагрузки и выбор числа агрегатов. При этом возникают три оптимизационные задачи: определение состава агрегатов при известном распределении нагрузки между ними; выбор очередности подключения и отключения агрегатов; построение линий включения при известном составе агрегатов и распределении нагрузки.

Для решения этих задач можно применить более простые алгоритмы [Л. 20, 41, 43], чем рассмотренные

ранее. Они основаны на анализе вариантных решений, которые формируются по заданному признаку. Такой путь будем называть методом направленного поиска оптимального решения. Считаем, что нагрузка между агрегатами распределяется поровну. Задача заключается в определении состава агрегатов.

Формирование вариантов по числу агрегатов производится в пределах от минимального до максимального числа, пригодного для покрытия заданной нагрузки, т. е.

$$Z_{\min} = \frac{N_j}{N_{i \max}}; \quad Z_{\max} = \frac{N_j}{N_{i \min}}. \quad (2-23)$$

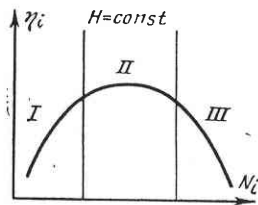
Величины Z_{\min} и Z_{\max} округляются до ближайшего целого числа и не должны быть меньше допустимого минимального $Z_{\text{доп.мин}}$ и больше максимального $Z_{\text{доп.макс}}$ числа агрегатов.

Число возможных вариантов $Z_{\max} \geq Z \geq Z_{\min}$ при $Z_{\min} \geq Z_{\text{доп.мин}}$, $Z_{\max} \leq Z_{\text{доп.макс}}$. Оно зависит от соотношения мощностей станции и агрегатов, и лишь при работе станции с мощностями, близкими к максимальным, оно невелико. При работе ГЭС в переменной части графика число вариантов может быть достаточно большим. Например, для Братской ГЭС при работе ее с мощностью $N=2000$ МВт, $Z_{\min}=10$, а $Z_{\max}=20$, т. е. возможны десять вариантов по числу агрегатов.

Рис. 2-13. Характерные зоны изменения к. п. д. агрегата.

Число возможных вариантов по Z может быть уменьшено, если применить направленный поиск лучшего варианта. Направленный поиск организуется на базе физических закономерностей, отражающих технологию производства, и позволяет из множества вариантов выделить последовательно только некоторые подмножества, которые могут содержать оптимальное решение.

На рис. 2-13 показана рабочая характеристика агрегата, которая условно разделена на три зоны. В зоне I увеличение числа агрегатов, работающих на станции, приводит к снижению к. п. д. данного агрегата, в зоне II может быть и уменьшение и увеличение к. п. д., а в зоне III при увеличении числа агрегатов к. п. д. увеличи-



вается. При работе ГЭС в переменной части графика число вариантов может быть достаточно большим. Например, для Братской ГЭС при работе ее с мощностью $N=2000$ МВт, $Z_{\min}=10$, а $Z_{\max}=20$, т. е. возможны десять вариантов по числу агрегатов.

Число возможных вариантов по Z может быть уменьшено, если применить направленный поиск лучшего варианта. Направленный поиск

организуется на базе физических закономерностей, отражающих технологию производства, и позволяет из множества вариантов выделить последовательно только некоторые подмножества, которые могут содержать оптимальное решение.

Таблица 2-2

Начальный вариант по числу агрегатов

Зоны работы при Z_{\max}	Зоны работы при Z_{\min}		
	I	II	III
I	Z_{\min}	Z_{\min}	Z_{\min}, Z_{\max}
II	—	Z_{\min}, Z_{\max}	Z_{\max}
III	—	—	Z_{\max}

В табл. 2-2 показано рациональное направление поиска. Если при Z_{\max} и Z_{\min} мощность агрегата соответствует зоне I, то ясно, что к. п. д. больше при Z_{\min} , т. е. рационально расчеты начинать с Z_{\min} . Если при Z_{\max} имеем зону работы I, а при Z_{\min} зону III, то нельзя определить более краткий путь поиска, так как и при уменьшении числа агрегатов от Z_{\max} и при увеличении от Z_{\min} к. п. д. ГЭС повышается. Или если при Z_{\max} и Z_{\min} имеем зону работы III, то следует оптимальный вариант искать, уменьшая число агрегатов от Z_{\max} .

Варианты по числу агрегатов оцениваются по расходу, и разбиение всего множества заканчивается значительно раньше, чем будет выполнен полный перебор. Условия окончания разбиения при увеличении числа работающих агрегатов имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} Q_{j(z+1)} &> Q_{jz}; \\ \eta_{i(z+1)} &\leq \eta_{iz}. \end{aligned} \right\} \quad (2-24)$$

При снижении числа агрегатов условия обратные, т. е.

$$\left. \begin{aligned} Q_{j(z-1)} &> Q_{jz}; \\ \eta_{i(z-1)} &\leq \eta_{iz}. \end{aligned} \right\} \quad (2-25)$$

Рабочие характеристики агрегатов имеют типичную форму с одним максимумом и ясно выраженной зоной максимальных к. п. д. Если происходит увеличение

числа агрегатов от $Z=K$ до $Z=P$ и $P>K$, то мощность каждого агрегата при неизменной мощности станции снижается с N_K до N_P . Отсюда ясно, что если расход на ГЭС при большом числе агрегатов увеличился и снизились к. п. д. всех агрегатов, то ни в каких последующих вариантах по Z не может быть достигнуто снижение расхода воды, т. е. все они могут быть отброшены.

При проверке может оказаться, что для части агрегатов происходит увеличение к. п. д. и, следовательно, второе условие выражения (2-24) не выполняется. В таком случае разбиение заканчивается, если интенсивность роста к. п. д. агрегатов с каждым последующим шагом падает, т. е. дополнительно для всех агрегатов, у которых $\Delta\eta_{z(z+1)}>0$ и $\Delta\eta_{(z+1)(z+2)}>0$, требуется выполнить условие

$$\Delta\eta_{(z+1)(z+2)} \leq \Delta\eta_{z(z+1)}, \quad (2-26)$$

где $\Delta\eta_{z(z+1)}$ — увеличение к. п. д. i -го агрегата при увеличении числа работающих на станции агрегатов с Z до $(Z+1)$; $\Delta\eta_{(z+1)(z+2)}$ — увеличение к. п. д. i -го агрегата при увеличении числа работающих агрегатов с $(Z+1)$ до $(Z+2)$.

При уменьшении числа агрегатов требуется аналогичная проверка для всех агрегатов, имеющих $\Delta\eta_{z(z-1)}<0$ и $\Delta\eta_{(z-1)(z-2)}<0$. Необходимо, чтобы

$$\Delta\eta_{(z-1)(z-2)} \leq \Delta\eta_{z(z-1)}. \quad (2-27)$$

Выбор наилучшего сочетания агрегатов для оптимального числа Z_0 производится на основании сравнения характеристик работающих агрегатов при равномерном распределении нагрузки. Задача заключается в отыскании оптимального сочетания A_0 , соответствующего оптимальному числу агрегатов Z_0 по критерию минимума расхода воды, т. е.

$$Q_j(N_j, Z_0, A_0) = \min. \quad (2-28)$$

Задача минимизации величины (2-28) легко решается. Покажем это на примере для пяти агрегатов (см. рис. 2-6). Допустим, что $Z=2$ и каждый агрегат работает с мощностью $N_{z=2}$, тогда лучшими будут агрегаты № 1 и 3. При $Z=3$ и нагрузке агрегатов $N_{z=3}$ лучшими являются агрегаты № 1, 2, 3 и т. д. Сравнивая расходы для рассматриваемых вариантов, можно опре-

делить оптимальное решение по числу и составу агрегатов.

Дальнейшие расчеты проводятся по направленному поиску всех равнозначных вариантов. Множество всех возможных вариантов по составу при постоянном числе агрегатов может содержать несколько подмножеств, удовлетворяющих критерию оптимизации. Для их отыскания можно было бы выполнить перебор вариантов составов при Z_0 , однако это сопряжено с большим количеством расчетов.

Анализ характеристик агрегатов различных станций показывает, что отличие по к. п. д. между агрегатами одной ГЭС при постоянном напоре составляет 1—5%, причем во многих случаях имеет место минимальный предел. Следовательно, для многоагрегатных станций, например $Z=15 \div 25$, можно разбить все агрегаты на равноценные группы, в которых фактический к. п. д. агрегата η_i будет отличаться от к. п. д. группы $\bar{\eta}$ не более чем на допустимую величину ϵ , т. е.

$$(\bar{\eta} - \epsilon) \leq \eta_i \leq (\bar{\eta} + \epsilon).$$

Такой прием позволяет снизить размерность задачи.

Направленный поиск всех равнозначных вариантов оптимального состава агрегатов при Z_0 осуществляется при упорядоченном переборе агрегатов. Для этого достаточно при $N_i = \text{const}$ расположить к. п. д. агрегатов в убывающем порядке. Тогда легко определяются варианты составов, близкие к оптимальному. Для этого в наилучшем составе, соответствующем Z_0 , худший (последний) агрегат следует заменить лучшим (первым) из числа агрегатов, находящихся в холодном резерве.

Предположим, что при Z_0 лучшим является состав, включающий агрегаты $a = a_1, a_2, \dots, a_n$ с $\eta_{a1} \geq \eta_{a2} \geq \dots \geq \eta_{an}$. Агрегаты, находящиеся в холодном резерве, $b = b_1, b_2, \dots, b_m$ с $\eta_{b1} \geq \eta_{b2} \geq \dots \geq \eta_{bm}$. Ясно, что к. п. д. агрегатов группы a больше или равен к. п. д. агрегатов группы b .

Пусть K — число агрегатов, которые в группе a будут заменены агрегатами группы b ; $\gamma = 1, 2, \dots, n$ — место агрегатов в группе a , а $i = n+1, n+2, \dots$ — место агрегатов в группе b . При $\gamma=1$ заменяется один агрегат в группе a ; при $\gamma=2$ — два и т. д. Замена производится до тех пор, пока снижение к. п. д. станции от лучшего,

соответствующего $K=0$, до нового значения при $K \neq 0$ находится в допустимых пределах.

Направленный поиск основан на том, что в группе a поочередно производится замена худших агрегатов, т. е. при $K=1$ рассматриваются варианты следующих составов:

$$a_1, a_2, \dots, a_{(n-1)}, b_1;$$

$$a_1, a_2, \dots, b_1, a_n;$$

$$b_1, a_2, \dots, a_{(n-1)}, a_n.$$

При замене двух агрегатов ($K=2$) анализируются следующие варианты:

$$a_1, a_2, \dots, b_1, b_2;$$

$$a_1, a_2, \dots, b_1, b_2, a_n;$$

$$b_1, b_2, \dots, a_{(n-1)}, a_n.$$

Практические расчеты показывают, что достаточное количество вариантов можно получить для $K \leq 2$.

Таблица 2-3

Оптимальный состав (станционные номера) агрегатов Кременчугской ГЭС при $H=20$ м

N_j , МВт	Равнозначные варианты составов					
	По методу динамического программирования	По алгоритму направленного поиска				
40	7	7	4	—	—	—
60	1,4	1,4	7,11	4,11	—	—
80*	1,4	1,4	1,7	7,5	5,4	5,1
120	1,4,8	7,4,5	7,5,1	5,4,1	—	—
160*	1,4,7,8	7,4,1,5	7,4,1,12	7,4,12,5	7,12,1,5	12,4,1,5
180	1,2,4,5,7	7,4,5,1,12	7,4,5,11,12	7,4,11,1,12	7,11,5,1,12	11,4,5,1,12

* При данных мощностях число равнозначных вариантов больше пяти.

В алгоритме направленного поиска легко учесть любые ограничения по составу агрегатов. Например, ограничения по обязательной работе каких-либо агрегатов можно учесть, если характеристики этих агрегатов искусственно улучшить. Для этого вводится поправочный коэффициент $\alpha > 1$ и определяются фиктивные к. п. д. агрегата $\eta'_i = \alpha \eta_i$. Коэффициент α выбирается таким образом, чтобы фиктивная рабочая характеристи-

ка была лучше всех других. Исправление всей характеристики допустимо ввиду равномерного распределения нагрузки агрегатов. Кроме того, это же ограничение может быть учтено, если худшие по к. п. д. агрегаты в оптимальном составе будут заменены обязательными агрегатами.

Ограничения по числу работающих агрегатов учитываются при просмотре вариантов в заданных пределах; для этого минимальное или максимальное число агрегатов приравнивается к допустимому.

Пример расчета по алгоритму направленного поиска дан в табл. 2-3. В ней равнозначные варианты отличаются по расходу на величину $\epsilon < 0,1\%$. Номера агрегатов указаны в порядке ухудшения их к. п. д. Варианты составов располагаются в порядке увеличения расхода ГЭС в заданных пределах. Из расчетов видно хорошее совпадение результатов по числу и составу агрегатов, полученных по методам динамического программирования и направленного поиска.

2-9. БЛОК-СХЕМА АЛГОРИТМА НАПРАВЛЕННОГО ПЕРЕБОРА

Алгоритм направленного поиска наглядно демонстрирует алгоритмические и вычислительные преимущества, которые получены при допущении о равномерности распределения нагрузки между агрегатами. Программа¹, составленная для ЭЦВМ БЭСМ-4, по данному алгоритму логически проста и требует небольшого объема памяти ЭЦВМ. В одном оперативном запоминающем устройстве (МОЗУ) помещается вся программа вместе с исходной информацией для крупных ГЭС с 20 агрегатами. Время работы ЭЦВМ при расчете одного суточного режима составляет 1—2 мин. Все это делает данный алгоритм чрезвычайно эффективным.

На рис. 2-14 приведена блок-схема алгоритма расчета режима агрегатов:

Блок 1. Осуществляется ввод исходных данных; τ — список мощностей ГЭС; рабочие характеристики агрегатов; ограничения по минимальным и максимальным мощностям станции; номера агрегатов, которые могут быть использованы в период оптимизации.

Блок 2. Внешний цикл организуется для всех мощностей ГЭС N_τ , заданных списком, причем $\tau = 1, 2, \dots, t$.

¹ Составлена Л. В. Ковалевской.

Блок 3. Определение возможного наибольшего Z_{\max} и наименьшего Z_{\min} числа агрегатов.

Блок 4. Начало цикла по числу агрегатов Z . Для каждого Z определяется нагрузка агрегата и производится ранжировка агрегатов по к. п. д. от большего к меньшему значениям. Первые Z агрегатов в упорядоченном ряду и дают наилучший состав a .

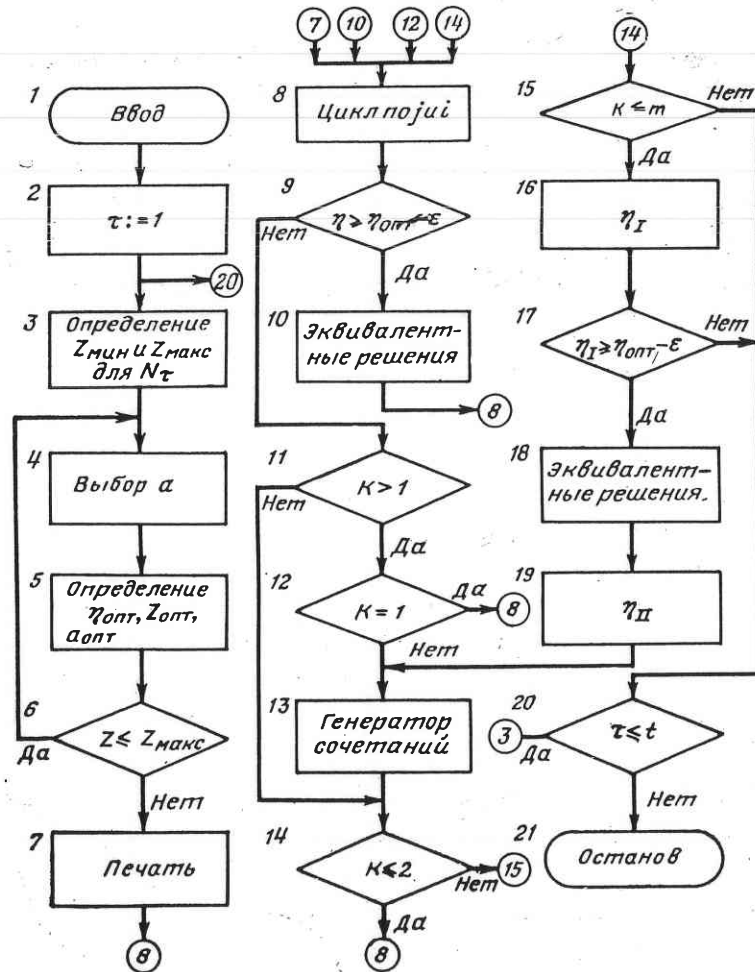


Рис. 2-14. Блок-схема оптимизации внутростанционных режимов агрегатов по методу направленного перебора.

Блок 5. Определяется к. п. д. агрегатов при $Z=Z_{\min}$, $Z_{\min}+1, \dots, Z_{\max}$ при составе a и выбирается оптимальное решение $\eta_{\text{опт}}$, $Z_{\text{опт}}$, $a_{\text{опт}}$.

Блок 6. Проверка на конец цикла по Z .

Блок 7. При законченном цикле по Z на печать выдается оптимальное решение: число агрегатов, состав и нагрузка.

Блок 8. Производится формирование равнозначных решений. Для этого K агрегатов группы $a_{\text{опт}}$ заменяются K агрегатами группы b . Для замены организуется внешний цикл по j ($j=1, 2, \dots, m$) и внутренний цикл по i ($i=Z_i, Z_i-1, \dots, 1$), причем j — место элемента в группе a ; i — место элемента в группе b .

Блок 9. Для каждого состава агрегатов вычисляется к. п. д. ГЭС и проверяется условие равнозначности нового состава и оптимального в пределах точности ϵ .

Блок 10. При равнозначности полученного состава выдается на печать решение: число агрегатов, состав агрегатов и их нагрузки. Цикл по i и j продолжается. Подсчитывается число вариантов замен K . Таким образом определяются эквивалентные решения.

Блок 11. При $K > 1$ переход к новому значению $K_1 = K + 1$.

Блок 12. При $K > 1$ число эквивалентных вариантов больше одного. Производится обращение к генератору сочетаний. Если эквивалентные варианты имеются при $K=1$, можно переходить к большему K .

Блок 13. Генератор сочетаний позволяет получить все возможные сочетания для замены агрегатов в группе a агрегатами группы b при $K > 1$.

Блок 14. Проверка $K \leq 2$. При $K=2$ производится получение эквивалентных сочетаний с помощью блоков 8—10.

Блок 15. Проверка $K \leq m$, $K \leq Z_i$. Если «Нет», то получены все возможные эквивалентные варианты.

Блок 16. При $K > m$, $K > Z_i$ вычисляется к. п. д. ГЭС η_I для полученного варианта замены агрегатов группы a агрегатами группы b .

Блок 17. Сравниваются к. п. д. нового состава и оптимального. Если различие больше ϵ , то поиск эквивалентных составов заканчивается.

Блок 18. При отличии к. п. д. нового состава от оптимального меньше, чем на ϵ , производится выдача на печать эквивалентного решения и поиск новых составов.

Блок 19. Вычисляется к. п. д. ГЭС η_{II} при наихудшей замене. Для этого агрегаты группы *a* ставятся за агрегатами группы *b*. Обращение к генератору сочетаний.

Блок 20. Проверяется, для всего ли заданного списка мощностей проведены расчеты. Если «да», то задача решена. В противном случае расчеты проводятся для других мощностей ГЭС.

Блок 21. Останов, если задача решена.

2-10. КОМПРОМИССНЫЕ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА АГРЕГАТОВ

Алгоритм направленного поиска эффективен при решении частных задач, в которых определена стратегия изменения числа или состава агрегатов. Эксплуатационные условия характерны множеством частных задач. Определенность стратегии может являться следствием условий работы станции или достигается искусственным путем.

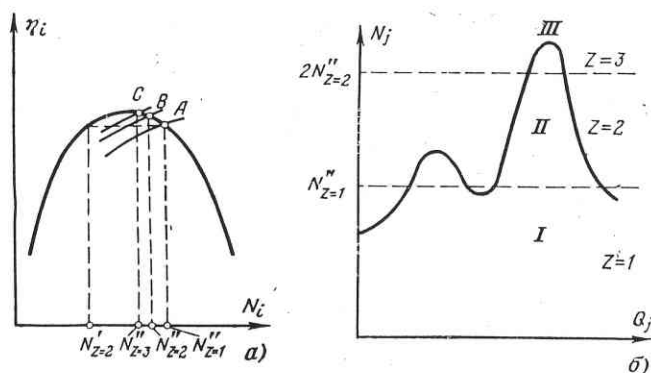


Рис. 2-15. Иллюстрация расчетов по определению стратегии изменения числа агрегатов.
a — зоны использования агрегатов по мощностям; *b* — зоны работы с постоянным числом агрегатов.

Определенность стратегии изменения числа агрегатов достигается при специальном разбиении графика нагрузки станции на зоны, в которых число агрегатов возрастает на единицу. Разбиение можно выполнить по средней характеристике всех агрегатов (рис. 2-15). В процессе расчетов достаточно один раз для минимальной нагрузки станции определить число агрегатов, назовем его Z' , и стратегия изменения числа агрегатов при

росте или последующем снижении нагрузки будет определена. При росте нагрузки в зоне II число агрегатов будет $(Z'+1)$, в III — $(Z'+2)$ и т. д. Аналогично производится уменьшение числа агрегатов при снижении нагрузки. При мощностях станции, находящихся вблизи граници разбиения, проверяются оба граничащих варианта по числу агрегатов. Следовательно, задача оптимизации режима агрегатов сводится, главным образом, к выбору оптимального состава агрегатов при заданном их числе.

Определенность стратегии изменения состава агрегатов достигается при допущении, что подключение к работающим агрегатам производится при росте нагрузки, а отключение из числа работающих — при снижении. Реальность допущения подтверждается практикой эксплуатации, обычно принимается такая или близкая к такой схема изменения состава агрегатов, так как это обеспечивает минимальное число переключений в течение суток. Таким образом,

$$Z = a_1 + a_2 + \dots + a_n + x_b \text{ при } N_{t+1} > N_t;$$

$$Z = a_1 + a_2 + \dots + a_n - x_a \text{ при } N_{t+1} < N_t;$$

где $x_b = b_1, b_2, \dots$ — номера подключаемых агрегатов из числа агрегатов, находящихся в холодном резерве; $x_a = a_1, a_2, \dots, a_n$ — номера отключаемых агрегатов из числа работающих; N_t, N_{t+1} — нагрузка станции для текущего t и последующего $(t+1)$ интервалов времени.

Используя направленный поиск, легко найти лучший агрегат x_b при подключении и худший x_a — при отключении. Число агрегатов каждый раз меняется на единицу, и получить решение по режиму агрегатов для нагрузки N_{t+1} можно за один или несколько циклов.

Наиболее просты расчеты в том случае, если известна стратегия изменения состава агрегатов и их числа. Так, если применить схему разбиения графика нагрузки на зоны, в которых число агрегатов меняется на единицу, а состав агрегатов меняется по рассматриваемой схеме, то алгоритм расчетов весьма упрощается. Программа расчетов по такой схеме на ЭЦВМ БЭСМ-4 позволяет оптимизировать суточный график нагрузки ГЭС с мощностью 400—600 МВт с числом агрегатов семь-десять за несколько секунд.

Во всех рассуждениях выше предполагалось, что производится оптимизация режима агрегатов по задан-

ному графику нагрузки ГЭС. Практика показывает, что при работе гидроэлектростанций в пиковой части графика нагрузки системы достоверность графиков нагрузки ГЭС на отдельных стадиях планирования столь мала, что исключается необходимость использования достаточно точных методов и алгоритмов оптимизации. Это чаще всего относится к текущему планированию с годовой заблаговременностью. Вместе с тем и на этой стадии необходимо располагать какими-то количественными оценками режима ГЭС. Например, к. п. д. ГЭС необходимо знать для расчета плановой выработки электроэнергии; к. п. д. агрегатов — для составления плана капитальных ремонтов и др. В этом случае приемлема грубая оценка показателей агрегатов и ГЭС. Конечно, предполагается, что степень закругления методики расчетов согласуется с погрешностью исходных данных.

Для оценки к. п. д. ГЭС чаще всего в таких случаях используется эксплуатационная характеристика станции, построенная в предположении, что все агрегаты представляются одинаковыми (осредненными) характеристиками. Для оценки к. п. д. агрегатов или их сочетаний ниже излагается упрощенная методика, которая пригодна в случае недостаточного «знания» суточных графиков нагрузки ГЭС [Л. 41].

В основу упрощенной методики положено допущение о неизменности линий включения агрегатов при всех возможных составах и о неизменности состава при работе станции с постоянным напором агрегатов. В этом случае характеристики станции в одинаковых зонах по числу агрегатов не пересекаются. Следовательно, достаточно определить положение каких-то характерных точек на станционных рабочих характеристиках, чтобы можно было оценить энергетическую эффективность того или иного сочетания. В качестве такой характерной точки удобно использовать точку теоретически возможного максимума к. п. д. (см. рис. 2-6)

$$\eta''_j = \frac{\sum_i N''_i}{\sum_i \eta''_i}, \quad (2-29)$$

где η''_i — максимальные к. п. д. агрегатов по рабочей характеристике; N''_i — мощности агрегатов в точках η''_i .

По значениям η''_j назначается очередность использования различных составов агрегатов. Расчеты, выполненные для многих ГЭС, показывают, что полученные очередности близки к оптимальным. Например, для Новосибирской ГЭС [Л. 41] они совпадают с точностью до 0,5% по к. п. д. при работе на станции числа агрегатов больше трех. Это закономерно, так как при большом числе агрегатов их мощности соответствуют зоне максимальных к. п. д.

2-11. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА АГРЕГАТОВ С УЧЕТОМ ПУСКОВЫХ РАСХОДОВ

В алгоритмах оптимизации, основанных на методе динамического программирования, ветвей и границ, направленного поиска, пусковые расходы непосредственно не учитываются. Для учета их необходимо оценивать экономичность каждого пуска или отказа от него. Учет пусковых расходов в имеющихся сейчас алгоритмах производится на стадии дооптимизации решения, полученного при использовании оптимизационных алгоритмов. Все предложения по учету пусковых расходов являются недостаточно корректными.

Имеются два пути учета пусковых расходов. Первый — для полученного оптимального состава агрегатов, вектор которого A_0 , минимизируется целевая функция за некоторый период оптимизации с учетом пусковых расходов по условию (2-5).

Фактическая величина расхода при пуске гидроагрегата невелика и по отдельным данным эквивалентна 30—60 с работы турбины с полной пропускной способностью [Л. 29]. Это равносильно 0,7—1,4% максимального часового расхода, но и эта небольшая величина может оказать влияние на режим агрегатов.

Второй путь — для полученного оптимального состава агрегатов A_0 минимизируется число пусковых операций, т. е.

$$C = \sum_{t=1}^{t=m} \sum_{i=1}^{i=n} C_{ti} \rightarrow \text{мин}, \quad (2-30)$$

где C_{ti} — пуск одного агрегата за интервал t , причем $C_{ti}=1$, если агрегат пускается, и $C_{ti}=0$, если он работает или остановлен.

Второй путь прямо не связан с заданным критерием оптимальности, но он исходит из принципа первостепенного учета факторов надежности. Кроме того, во многих практических расчетах отсутствуют данные о пусковых расходах, что также исключает возможность решения первым способом.

Минимизация по выражению (2-30) не приводит к снижению экономичности, если решение находится не из всех допустимых режимов, а только из равнозначных решений, полученных по экономическим критериям оптимизации. Из рассмотренных нами алгоритмов оптимизации равнозначные решения можно получить при использовании метода ветвей и границ и методов направленного поиска. Пуско-остановочные операции связаны с изменением числа агрегатов или изменением состава при постоянном числе агрегатов. Большое количество экспериментальных расчетов [Л. 41, 42] показывает, что снижение к. п. д. ГЭС от длительной работы ее с неоптимальным числом в 2—5 раз больше, чем при неоптимальном составе агрегатов, поэтому можно минимизировать число пусков только за счет изменения состава агрегатов. Кроме того, допускается кратковременная работа станций с неоптимальным числом агрегатов. Например, в устройствах режимной автоматики имеется отстройка от кратковременных изменений числа агрегатов. Учет пусковых расходов приводит не только к уменьшению эффекта оптимизации, но и к повышению надежности оборудования, поэтому все способы будем называть компромиссными.

Методика учета пусковых расходов по условию (2-5) при использовании метода динамического программирования заключается в следующем [Л. 14, 29]: по оптимальным эксплуатационным характеристикам ГЭС можно составить план использования агрегатов за рассматриваемый период оптимизации, например за сутки. Назовем его план P_0 . Диаграмма состояний агрегатов в плане P_0 показывает режим использования агрегатов по времени, причем она разбивается на интервалы работы и простоя (рис. 2-16). Минимизация по (2-5) производится итеративным путем на основе плана P_0 . Для этого сначала последовательно накладывается запрет на работу i -го агрегата в каждом k -м интервале работы и по алгоритму динамического программирования находят новые планы P_{ik} . Затем поочередно запрещается

простой агрегатов в p -м интервале простоя и формируются новые планы P_{ip} . В результате агрегаты рассматриваются поочередно. Старые агрегаты плана P_0 заменяются новыми из плана P_{ik} или P_{ip} . В каждом новом варианте появляется дополнительный расход воды за счет ухудшения режима, но пусковые расходы могут уменьшиться и тогда экономия или перерасход воды

$$\Delta W = W_0 - W_{kp}, \quad (2-31)$$

где W_0 и W_{kp} — сток за период оптимизации при работе агрегатов по плану P_0 или P_{ik} и P_{ip} .

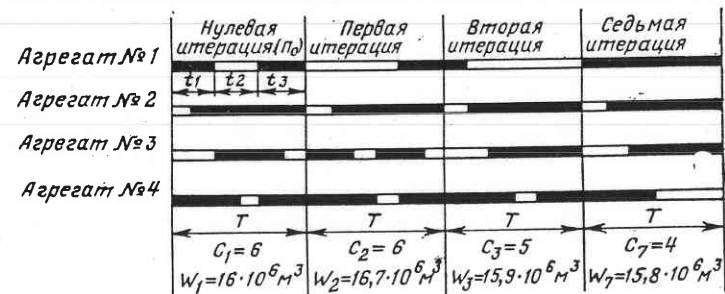


Рис. 2-16. Диаграмма использования агрегатов по времени.

Если ΔW — экономия, то замена старого агрегата новым выгодна, если ΔW — перерасход, то исследуемая диаграмма не меняется.

Приведем пример расчета (рис. 2-16). Допустим, что в план P_0 вошли четыре агрегата и их режим примем за нулевую итерацию. Для нее сток $W_1=16 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ и число пусков $C_1=6$. Исследуется целесообразность работы агрегата № 1 в первом интервале работы t_1 . Для этого накладываем запрет на его работу в этом интервале и получаем первую итерацию. В новом плане вместо агрегата № 1 в интервале t_1 включается агрегат № 3. Число пусков C_2 не уменьшается, а сток увеличивается до $W_2=16,7 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Следовательно, в интервале t_1 агрегат № 1 остается в работе. На следующей итерации исследуется второй интервал работы агрегата № 1 — t_2 . Новый режим и по стоку W_3 и по числу пусков C_3 оказывается более выгодным. На всех последующих четырех итерациях аналогичные расчеты повторяются для агрегатов № 2, 3, 4, но уже считается, что агрегат № 1 в интервале t_3 не работает. Затем с седьмой итерации производится исследование интервалов простоя агрегата № 1. Для этого задается условие обязательной работы агрегата № 1 в течение времени t_2 . В результате оказывается отключенным агрегат № 4 и т. д.

Описанная процедура имеет компромиссный характер и требует в общем случае больших вычислений.

В конкретных случаях возможны упрощения этой схемы за счет уменьшения объема расчетов или при упрощении их логики. Например, можно исследовать только интервалы работы или только интервалы простоя, в просматриваемые варианты включать только агрегаты, которые имеют небольшое время простоя (агрегаты № 4, 2) или небольшое время работы (агрегат № 1) и др.

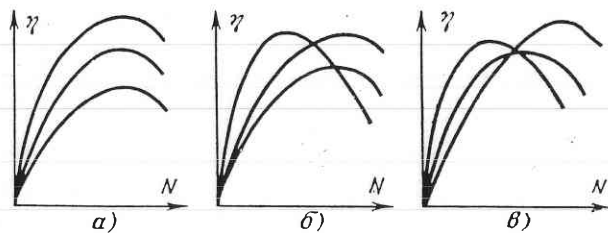


Рис. 2-17. Возможные варианты взаимного расположения натуральных характеристик агрегатов.

Минимизация пусковых расходов может быть получена в алгоритмах динамического программирования и другими путями, в которых косвенно отражается требование минимизации числа пусков, например, при стандартизации исходных характеристик агрегатов по принципу наименьшей смены составов при постоянном числе агрегатов. Анализ большого количества расчетов по конкретным ГЭС, выполненных по алгоритму динамического программирования, показал, что 80—90% пуско-остановочных операций вызываются сменой состава агрегатов при постоянном их числе. Например, для Новосибирской ГЭС (табл. 2-1) при числе агрегатов $Z=1$ состав меняется 3 раза, при $Z=2$ — 7 раз и т. д.

Рассмотрение рабочих характеристик агрегатов позволяет выделить некоторые характерные случаи их взаимного расположения. При расположении характеристик, как показано на рис. 2-17,а, они не пересекаются и, следовательно, число переключений на станциях при $Z=\text{const}$ будет наименьшим. При расположении характеристик по рис. 2-17,б пересечения обуславливаются резким отличием характеристик некоторых агрегатов от всех остальных. В этом случае возможна смена состава при неизменном числе агрегатов. Переключения определяются, главным образом, некоторыми характеристика-

ми, которые будем называть нетиповыми. Исключение нетиповых характеристик при составлении оптимального плана Π_0 приведет к уменьшению числа переключений. Наконец, при расположении характеристик по рис. 2-17,в пересечения между ними возникают в результате нетипового вида многих характеристик и для них стандартизация неприменима. Следует подчеркнуть, что исследование 128 характеристик семи станций показало, что в большинстве случаев они тяготеют к приведенным на рис. 2-17,б и в.

Стандартизация исходных агрегатных характеристик заключается в исключении нетиповых характеристик одного-двух агрегатов из расчетов по составлению плана Π_0 . Режим этих агрегатов определяется при последующей корректировке оптимального плана. Если к. п. д. агрегата с нетиповой характеристикой оказывается лучше, чем у какого-либо агрегата, рекомендованного планом Π_0 , то проверяется целесообразность включения данного агрегата в работу по условию (2-5). Если к. п. д. ниже, то нетиповые агрегаты подключаются в последнюю очередь, когда это потребуются по нагрузке станции. Расчеты по Новосибирской, Горьковской и Иркутской ГЭС показывают, что число переключений при использовании такой схемы снижается в 2—3 раза и становится допустимым.

Наиболее грубым является компромиссный вариант минимизации пуско-остановочных операций при пересекающихся агрегатных характеристиках (аналогичных приведенным на рис. 2-17,в). Он основан на исправлении оптимального плана Π_0 итеративным путем по принципу определения постоянного состава при постоянном числе агрегатов. Для этого каждый агрегат характеризуется средневзвешенным расходом при работе в зоне $Z=\text{const}$, и на основе этих величин составляется постоянная очередность использования агрегатов.

Для использования критерия (2-5) необходимо иметь в общем случае матрицу равнозначных решений и по ней наметить стратегию использования агрегатов по заданному критерию. Число столбцов матрицы определяется числом расчетных интервалов по времени, а число строк — количеством равнозначных вариантов при постоянной мощности ГЭС. Найти оптимальное решение можно полным перебором, но для этого требуется проанализировать число вариантов, равное l^{h-1} , где l —

число строк; h — число столбцов. Неприемлемость этого пути бесспорна.

Можно использовать различные компромиссные методы, например находить строку, в которой число переключений наименьшее. Другим вариантом является поиск от базового начального к базовому конечному варианту. За базовый начальный удобно принимать вариант с наибольшим числом агрегатов, а за конечный — с наименьшим. Сравнение базовых вариантов позволяет определить тот состав агрегатов, который желательно сохранить в работе в течение всего периода оптимизации. Однако и в этом случае следует определить стратегию изменения состава агрегатов между базовыми вариантами.

В одном из опробованных алгоритмов стратегия изменения состава определялась числом часов использования агрегатов. В первую очередь подключались те агрегаты, которые чаще встречались в оптимальном плане, и наоборот.

Все приведенные алгоритмы не являются универсальными, но пока для подобных задач не предложено регулярных методов решения. Компромиссные пути являются вынужденной, но необходимой мерой для решения всей задачи оптимизации состава и режима агрегатов ГЭС.

2-12. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ

Из множества методов, предложенных для оптимизации режимов и составов агрегатов, будем рассматривать три метода (см. гл. 2): динамического программирования, ветвей и границ и направленного перебора вариантов. Сравнение методов выбора составов позволяет обоснованно наметить структуру алгоритмов планирова-

Таблица 2-4

Параметры моделируемых гидроэлектростанций

Гидроэлектростанция	Напор, м	Мощность агрегатов, МВт	Мощность станции, МВт	Плотность графиков нагрузок станции	Тип турбин	Число агрегатов
ГЭС-I	20	60	420	0,5	ПЛ	7
ГЭС-II	20	60	840	0,5	ПЛ	14
ГЭС-III	100	225	4500	0,8	РО	20

ния и управления. Для общности оценок сравнение производится для трех гипотетических гидроэлектростанций. Две ГЭС (назовем их ГЭС-I и ГЭС-II) имеют агрегаты, подобные агрегатам Новосибирской ГЭС, а станция ГЭС-III — Братской. Станции различаются по типу и параметрам турбин, по числу агрегатов, напорам, режимам работы (табл. 2-4) и охватывают достаточно широкий диапазон всех возможных вариаций этих параметров.

Формирование параметров гипотетических ГЭС произведено с учетом особенностей методов оптимизации. Характеристики ГЭС-I имеют различие от 2 до 6% по к. п. д., причем нет агрегатов с аномальными характеристиками (см. § 2-11), число агрегатов мало и на ГЭС-I $Z=7$. Отсюда следует, что недостатки отдельных методов при оптимизации режимов такой ГЭС не должны проявляться вследствие типичности и простоты рассматриваемых условий. Вторая ГЭС имеет уже число агрегатов $Z=14$, т. е. на этом примере можно достаточно полно характеризовать вычислительные особенности алгоритмов при типичных характеристиках агрегатов. Наконец, для ГЭС-III число агрегатов еще больше ($Z=20$), но различие большей части агрегатов (для 16 агрегатов) находится в пределах 2% по к. п. д. и, кроме того, максимумы к. п. д. имеют место при работе агрегатов с мощностью 85—90%. Последнее создает неблагоприятные условия ветвления при использовании метода ветвей и границ, что в свою очередь приводит к наиболее плохим оценкам метода. Этот же случай является предельно неблагоприятным и при использовании алгоритма динамического программирования вследствие больших мощностей станций.

Достоинства же метода направленного перебора вариантов проявляются более полно в случае ГЭС-III, так как небольшое различие в характеристиках делает возможным допущение о равномерности нагрузок агрегатов, и, кроме того, лучшим образом проявляются вычислительные достоинства алгоритма.

Сравнение методов производится по тестовым задачам. Наиболее общими являются три задачи:

построение эквивалентных энергетических характеристик электростанций. Характеристики необходимы для оптимизации режима гидроэлектростанции в системе, для оптимизации режима водохранилища, и, кроме того,

они могут использоваться и для определения состава и режима агрегатов ГЭС;

внутристанционная оптимизация режимов и составов агрегатов при работе ГЭС по заданному графику нагрузки;

оценка рациональности метода с позиции учета ограничений по режимам и составам агрегатов. Ввиду многообразия ограничений будем проводить сравнение для примера ограничений по числу пусков агрегатов.

Оценка методов проводилась путем сравнения с эталонным решением. Так как методы ветвей и границ и направленного перебора вариантов в общем случае позволяют получить по первым двум задачам только локальные экстремумы, а метод динамического программирования — глобальный, то последний принимался за лучший метод. Таким образом, сравнение позволило получить проигрыш при использовании методов, уступающих по точности эталонному. Третья задача не решается методом динамического программирования, и в этом смысле он является худшим методом. Число пусков будет наибольшее при использовании алгоритма динамического программирования, и сравнение с ним позволит получить выигрыш. Исходя из сказанного, метод динамического программирования принимался за эталонный.

Сравнительная оценка методов производится обычно по результату решения и по эксплуатационным возможностям метода. Результат решения определяется принятым критерием оптимизации и полученными параметрами управления, т. е. в нашей задаче результат характеризуется величинами: ΔQ — различием в расходах воды

для сравниваемых методов; ΔZ — различием в числе агрегатов; ΔA — различием в составах; ΔN — несовпадением нагрузок агрегатов.

Эксплуатационные возможности характеризуются большой группой факторов, свидетельствующих об удобствах и рациональности различных методов, причем часть из них не поддается количественному описанию, поэтому они являются условными. К ним относятся достоинства алгоритма при решении конкретных задач, удобство подготовки исходной информации, выдачи результатов решения. Количественные показатели эксплуатационных возможностей метода также многообразны, но основными являются: время подготовки информации, время расчета, объем памяти ЭЦВМ, занимаемый программой расчетов.

Результаты сравнения при решении первой тестовой задачи (табл. 2-5). Сравнение по критерию оптимизации проводилось при дифференциации полученных величин по трем ступеням: абсолютному совпадению $\Delta Q=0$; практически допустимому различию $\Delta Q \leq 0,5\%$; существенному различию $\Delta Q > 0,5\%$. Количественные показатели различия определены как средние оценки, полученные при конкретных расчетах. Кроме того, определено различие в параметрах управления по числу, составу и распределению нагрузок агрегатов.

В типовом случае (для ГЭС-I и ГЭС-II) эффективность методов по принятому критерию оптимизации практически не различается. Действительно, методы ветвей и границ и динамического программирования дают равные результаты ($\Delta Q=0$ и $\Delta Q \leq 0,5\%$) в 100% случаев, а методы направленного перебора вариантов и динамического программирования — в 99,5% случаев (совпадение получено в 751 случае из 760). В случае ГЭС-III проявляются недостатки метода ветвей и границ и достоинства метода направленного перебора вариантов и соответственно число совпадений результатов для первого уменьшается до 42,5% (результаты совпали в 140 случаях), а для второго — возрастает до 100%. Оценки совпадения результатов полученных параметров управления несколько иные: если по числу и составу агрегатов совпадение результатов составляет 89—97%, то по распределению нагрузки оно находится в пределах 10%. Последние цифры еще раз подтверждают многоэкстремальность задачи и говорят о том, что если параметры по

Таблица 2-5

Сравнение методов оптимизации

Показатель сравнения	По методу ветвей и границ			По методу направленного перебора вариантов		
	ГЭС-I	ГЭС-II	ГЭС-III	ГЭС-I	ГЭС-II	ГЭС-III
Число точек	1000	760	330	1000	760	330
$\Delta Q=0$	228	178	46	57	28	23
$\Delta Q \leq 0,5\%$	772	592	94	943	723	307
$\Delta Q > 0,5$	0	0	190	0	9	0
$\Delta Q_{\text{макс.}} \%$	0,4	0,5	1,3	1	1,2	0,5
ΔZ	965	715	312	916	690	291
ΔA	870	633	69	834	646	195
ΔN	97	30	53	0	0	0

числу и составу агрегатов получены верно, то резерв оптимизации исчерпан почти полностью и распределение нагрузки не может существенно повлиять на расход воды. Некоторые результаты расчетов методом направленного перебора не нашли отражения в табл. 2-5, но они представляют интерес. Отличие по составу и числу агрегатов получается при использовании метода направленного перебора вблизи точек включения агрегатов, причем это сопровождается и потерями расхода воды, т. е. степень компромиссности метода неодинакова при различных мощностях станций.

Полученные результаты показывают, что при использовании любого из рассмотренных методов может быть решена задача построения эксплуатационной характеристики.

Для приведенных в табл. 2-5 примеров получены и количественные показатели вычислительных параметров алгоритмов. Следует, однако, подчеркнуть, что они в большей мере зависят от программ расчетов, которые не подвергались анализу на предмет их совершенства.

Время на подготовку исходной информации во всех трех алгоритмах одинаково ввиду идентичности информации и составляет примерно 30 мин. По времени счета алгоритмы существенно различаются. Во всех методах время расчета зависит главным образом от числа расчетных точек характеристик, но в методе ветвей и границ существенное влияние оказывает и форма характеристик агрегатов. В общем получены следующие оценки. В случае ГЭС-I и ГЭС-II наибольшее время на расчеты затрачивается при использовании метода динамического программирования. Исключением является построение характеристик ГЭС-III, когда расчет идет в несколько раз медленнее при использовании метода ветвей и границ. Метод направленного перебора вариантов позволяет получить решение примерно в 10 раз быстрее эталонного и в 5 раз быстрее метода ветвей и границ. Особенно убыстрение счета проявляется в случае ГЭС-III, когда относительные преимущества метода направленного перебора повышаются в 2—3 раза.

По объему требуемой памяти алгоритмы также значительно отличаются. В программе расчетов по методу динамического программирования использовались вся оперативная память машины БЭСМ-4 и один магнитный барабан (внешняя память). В программе метода ветвей

и границ достаточно только оперативной памяти, т. е. одного магнитного запоминающего устройства МОЗУ. Однако при этом рабочие характеристики агрегатов задавались только десятью точками, что сказывается на точности расчетов в промежуточных точках, которые в табл. 2-5 не отражены. В программе метода направленного перебора вариантов достаточно одного МОЗУ при числе точек на характеристиках агрегатов в 10 раз большем, чем по алгоритму ветвей и границ. Это позволяет по существу получить непрерывную расходную характеристику и высокую точность при любой мощности станции. Таким образом, загрузка памяти машины в алгоритме метода ветвей и границ в 2—3 раза, а в алгоритме направленного перебора в 5—10 раз меньше по сравнению с методом динамического программирования.

Все же, несмотря на полученные оценки, нельзя сделать однозначного вывода о преимуществах одного метода перед другим. Итоги же сравнения говорят следующее: если требуется очень точная характеристика станции, а вычислительные параметры играют второстепенную роль, то преимущество следует отдать методу динамического программирования; если требуются достаточно точные результаты и имеются ограничения по вычислительным параметрам, то за исключением отдельных случаев, о которых говорилось, предпочтение следует отдать методу ветвей и границ. Наконец, менее точным, но очень быстродействующим является метод направленного перебора вариантов.

Результаты сравнения при решении второй тестовой задачи. Оптимизация режима и состава агрегатов при известном графике нагрузки ГЭС производится по тем же алгоритмам, которые использовались при построении энергетических характеристик станций, однако их возможности принципиально различны. Алгоритмы, основанные на методах ветвей и границ и направленного перебора вариантов, в равной степени пригодны для решения и первой и второй тестовых задач. При оптимизации суточного режима агрегатов уменьшается лишь число режимов станции по мощности и вычислительные параметры алгоритмов улучшаются. Все количественные показатели включаются в пределы, приведенные в табл. 2-5. Другое положение складывается при использовании алгоритма динамического про-

граммирования. В этом случае задача оптимизации суточного режима агрегатов может быть решена как дополнительная к задаче построения характеристик станции, для решения которой собственно и используется алгоритм динамического программирования. Точность расчетов в этом случае наивысшая, но вычислительные параметры существенно ухудшаются. Особенно заметным становится ухудшение вычислительных параметров в том случае, если напоры ГЭС в течение рассматриваемого периода меняются и для решения задачи оптимизации режимов и составов агрегатов требуется несколько характеристик ГЭС.

Время на подготовку исходной информации и в этой задаче одинаково для всех трех алгоритмов. Время расчетов при использовании алгоритма направленного перебора и ветвей и границ определяется теми же факторами, которые назывались при решении первой тестовой задачи, причем соотношение времени расчетов сохраняется. Время расчетов при использовании алгоритма динамического программирования возрастает в среднем прямо пропорционально числу необходимых характеристик.

Объем требуемой памяти при использовании алгоритма динамического программирования также возрастает прямо пропорционально числу запоминаемых характеристик. Оперативной памяти недостаточно даже для построения одной характеристики, поэтому все более увеличивается требуемая внешняя память при необходимости расчета нескольких характеристик.

Таким образом, при решении второй тестовой задачи бесспорные вычислительные преимущества имеет метод направленного перебора вариантов, и рациональность метода динамического программирования в общем случае невелика.

Результаты сравнения при решении третьей тестовой задачи. Одним из путей решения «пусковой» задачи является метод эквивалентных вариантов (см. § 2-11), который и был реализован в сравниваемых алгоритмах. Ввиду того что по алгоритму динамического программирования эквивалентные решения получить нельзя, сравнивались лишь методы ветвей и границ и направленного перебора вариантов.

Однако процедура отыскания эквивалентного решения по методу ветвей и границ более сложная, чем по методу направленного перебора вариантов, поэтому и

время на отыскание одного эквивалентного решения на 10—20% выше при использовании первого метода. Кроме того, размер матриц, получаемых при использовании алгоритма направленного перебора вариантов, в 1,5—3 раза выше, чем при использовании алгоритма ветвей и границ, следовательно, возможности отыскания решения, соответствующего минимуму пусков, неодинаковы. Некоторые данные по числу эквивалентных решений, полученные для характерных мощностей, приведены в табл. 2-6.

Таблица 2-6

Число эквивалентных решений при использовании различных методов оптимизации

Гидроэлектростанция	По алгоритму ветвей и границ		По алгоритму направленного перебора вариантов	
	$\epsilon=0$	$\epsilon=1 \text{ м}^3/\text{с}$	$\epsilon=0$	$\epsilon=1 \text{ м}^3/\text{с}$
ГЭС-I	14	33	20	85
ГЭС-II	23	48	34	106
ГЭС-III	24	—	146	—

Из табл. 2-6 видно, что особенно много эквивалентных решений можно получить по методу направленного перебора вариантов. Для случая ГЭС-III, характеристики которой близки, имеется много равнозначных по точности вариантов ($\epsilon=0$). Конечно, и погрешность $\epsilon=1 \text{ м}^3/\text{с}$ является практически допустимой, так как она составляет лишь 0,01—0,5% расхода станции при различных режимах. Для отыскания решения, соответствующего минимальному числу переключений, как правило, достаточна матрица составов с числом строк три-четыре.

Общие соображения о применимости рассмотренных алгоритмов. Проведенное сравнение по тестовым задачам позволяет сказать, что алгоритмы, основанные на методе динамического программирования (ДП), ветвей и границ (ВГ) и направленного перебора вариантов (НПВ), принципиально различны по возможностям решения задач оптимизации внутристанционных режимов. По точности бесспорно на первом месте стоит алгоритм ДП. Теоретически он позволяет получить глобальный экстремум, однако за счет необходимости укрупнения шага квантования по мощности и напорам при построении характеристик точность решения несколько снижается, хотя и остается самой вы-

сокой. По своим возможностям алгоритм ДП уступает двум другим при решении второй и третьей тестовых задач, а по вычислительным параметрам он уступает алгоритмам ВГ и НПВ во всех трех задачах.

Наилучшими вычислительными параметрами характеризуется метод НПВ, но он уступает другим по точности. В тех случаях, где быстрота решения предопределяет рациональность программы, видимо, этот метод имеет наибольшую рентабельность.

Наконец, промежуточное положение занимает алгоритм ВГ. Он удовлетворителен и по точности и по своим эксплуатационным качествам.

Области применения рассмотренных алгоритмов зависят от конкретных условий, но в общем случае на основании полученных сопоставительных результатов можно сделать следующее заключение. Алгоритм ДП целесообразно применять в тех задачах, где время расчетов не является существенным фактором, в качестве эталона, с которым можно сравнивать различные алгоритмы и на стадии текущего планирования режимов.

Алгоритм ВГ можно применять уже и в оперативных задачах, если только нет ограничений по его использованию. Практически по точности он не уступает алгоритму ДП, а по оперативности оказывается приемлемым даже для технологических подсистем АСУ ГЭС.

Применимость НПВ определяется погрешностями решений. Во многих практических случаях погрешности решения не превышают допустимых пределов и в этих случаях нет каких-либо ограничений к его использованию. Не исключается и некоторый компромисс между точностью и быстротой решения, особенно при оперативных расчетах. Наконец, он наиболее приспособлен для учета различного рода станционных ограничений.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

РАЦИОНАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ГИДРОАГРЕГАТОВ В АСУ ГЭС

3-1. ОБЩИЕ УСЛОВИЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ АГРЕГАТАМИ

Оперативное технологическое управление осуществляется на гидроэлектростанции в темпе производства. Понятие темп производства означает необходимость принять решение и реализовать его за определенное до-

пустимое время. При регулировании частоты — это секунды, при регулировании напряжения — минуты, при увеличении или снижении мощности станции в нормальных режимах — минуты и т. д. Экономические задачи решаются только в нормальных условиях, а в аварийных, предаварийных и послеаварийных ситуациях решаются только задачи надежности. Процесс управления будет достаточно эффективным, если время управления

$$t_y = t_n + t_p \leq t_d. \quad (3-1)$$

Время подготовки программы управления t_n включает расчет оптимального режима и подготовку средств управления, например ввод программы в схемы автоматики или подготовку к ручному управлению. Время реализации решения t_p определяется быстротой отработки программы, выбранными средствами управления, временем снижения или набора нагрузки на работающих агрегатах, временем включения или отключения одного или группы агрегатов и пр. Для условий нормальных режимов допустимое время t_d может меняться в широких пределах, в среднем от 1 до 15 мин. Чем меньше допустимое время, тем большая экономия может быть получена.

Нагрузка ГЭС в схемах автоматического управления в общем случае определяется по следующей структурной формуле [Л. 23]:

$$P = P_n \pm P_{н.р} \pm K_{ст} \Delta f Z, \quad (3-2)$$

где P_n — плановая нагрузка; $P_{н.р}$ — неплановая нагрузка, которая определяется неплановыми изменениями нагрузки энергосистемы; Z — число работающих агрегатов в генераторном режиме; $K_{ст}$ — коэффициент статизма регулирования мощности; Δf — отклонение частоты от уставки.

На стадии оперативного планирования только величина P_n является достаточно достоверной. Остальные имеют вероятностный характер, и их точное предсказание невозможно. Определяющими в количественном отношении являются плановые нагрузки. Размер нагрузочного резерва станции $P_{н.р} = K_{ст} \Delta f Z$ задается системой, причем эти мощности должны находиться в горячем (рабочем) состоянии. Для нагрузок P_n и $P_{н.р}$ может быть найдена определенная стратегия изменения состава

ва и режима агрегатов, а для нагрузки P_n — стратегия неопределенная. Исходя из сказанного, можно сформулировать первое условие оперативного управления режимами и составами агрегатов: управление агрегатами осуществляется по основной и дополнительной программам. Основная программа составляется на основе плановой информации по режимам агрегатов и ГЭС. Дополнительная программа определяет стратегию корректировок основной программы. Как правило, основная программа составляется на стадии оперативного планирования, а дополнительная — в темпе производства.

При общесистемной постановке задачи необходимо было бы с изменением нагрузки ГЭС по сравнению с плановым режимом производить заново оптимизационные расчеты и получать новую, не связанную с плановой, программу управления. В условиях станции это неосуществимо. Каждое изменение должно основываться на предыстории, текущей и прогнозируемой ситуациях. Предыстория определяет состав включенных агрегатов, а прогноз — состав и режим агрегатов, выбираемых в текущий момент. Оценка предыстории не вызывает каких-либо затруднений, прогноз же плановых нагрузок гидроэлектростанции на будущее на самой станции составить невозможно, так как он определяется режимами всей энергосистемы.

Ввиду этого можно сформулировать второе условие оперативного управления составами и режимами агрегатов: рациональность основной программы утрачивается при уточнении энергосистемой прогнозируемых плановых нагрузок. В этом случае требуется повторный расчет основной программы управления.

Третье условие определяется необходимостью учета режимных ограничений. Конкретная обстановка характеризуется множеством ограничений, определяемых надежностью работы агрегатов и ГЭС. Если считать, что параметрами управления являются число, состав и нагрузка агрегатов, то ограничения определяют допустимые области изменения каждого параметра. Области изменения параметров могут определяться для любого момента или периода времени, и в общем случае они различны.

Приведем пример определения допустимой области изменения состава агрегатов. Пусть на ГЭС имеется располагаемый состав агрегатов $i=1, 2, 3, 4, 5, 6$ и для заданного графика нагрузки (рис. 3-1) в момент времени t_0 были включены агрегаты $j_0=1, 2,$

Определим области изменения составов агрегатов. Их будет четыре. В первой области нагрузка растет и может произойти подключение агрегатов к тем, которые уже включены в работу в начале периода Δt_1 . Область изменения параметров управления определяется условиями $N_{j1} > 0; N_{i1} \geq 0; j_1=1, 2; i_1=3, 4, 5, 6$.

Допустим, что был подключен агрегат № 3. В период Δt_2 может произойти отключение агрегатов, но при условиях $N_{j2} \geq 0; N_{i2}=0; j_2=1, 2, 3; i_2=4, 5, 6$.

Допустим, что ни один из агрегатов не отключился, а изменилась только их нагрузка. В период Δt_3 может произойти подключение агрегатов при условиях $N_{j3} > 0; N_{i3} \geq 0; j_3=1, 2, 3; i_3=4, 5, 6$.

Предположим, что включались агрегаты № 4 и 5. Наконец, для периода Δt_4 допустимо отключение любого из агрегатов, которые были включены в момент t_3 , т. е. $N_{j4} \geq 0; N_{i4}=0; j_4=1, 2, 3, 4, 5; i_4=6$.

Управление параметрами регулирования производится по принятому критерию оптимальности. Отсутствие достоверных прогнозов исключает возможность получения

правильной количественной оценки эффекта при изменении параметров регулирования. Изменчивость параметров регулирования определяется уточнением плановых или появлением неплановых нагрузок. Технико-экономическая оценка режимов ГЭС, определяемых плановыми нагрузками, проста ввиду однозначности плановых нагрузок. Наоборот, всякое появление неплановых нагрузок оценить точно нельзя, так как для этого требуется прогноз неплановых нагрузок до конца периода оптимизации. Выход из положения находится при использовании директивных правил. Директивные правила вводятся только для тех параметров управления, которые так или иначе влияют на надежность работы гидроэлектростанции. Это — число и состав агрегатов. Распределение нагрузки на включенных агрегатах производится по принятому критерию оптимизации.

Характер директивных правил различен. Например, если появление неплановых нагрузок требует изменения числа работающих агрегатов, то вводится проверка продолжительности неплановых нагрузок [Л. 40]. Для ГЭС, работающих в пике графика нагрузок системы и, особен-

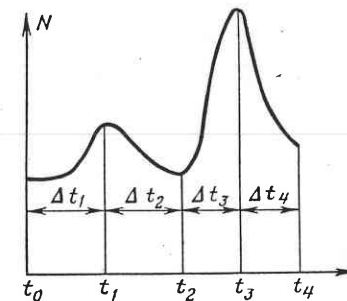


Рис. 3-1. Разбиение графика нагрузки на характерные зоны по составу агрегатов.

но, регулирующих частоту, зачастую неплановые нагрузки бывают быстропроходящими и именно поэтому не могут оказать существенного влияния на экономичность управления. Вместе с этим кратковременные пуски агрегатов ухудшают надежность. Директивные правила могут отражать степень изменчивости нагрузок ГЭС. Например, если неплановые нагрузки составляют небольшую долю от плановых, то запрещается менять состав агрегатов.

Таким образом, четвертое условие заключается в том, что при отсутствии достоверной информации по режимам ГЭС программа управления должна обеспечить должный уровень надежности, что достигается введением директивных правил.

Задачи управления режимом и составом агрегатов являются многокритериальными. В соответствии с правилами технической эксплуатации режимы энергосистемы и станций должны удовлетворять требованиям экономичности, надежности, бесперебойности и стандартного качества энергии [Л. 35]. Они должны учитываться в принятом критерии оптимизации режимов. При решении многокритериальных задач встречаются принципиальные трудности при физической несовместимости критериев, о чем уже было сказано в § 1-1. Преодоление этих трудностей осуществляется двойным путем. Во-первых, все факторы надежности, которые могут привести к перерывам в электроснабжении в течение рассматриваемого периода, задаются в виде безусловных ограничений. Во-вторых, все другие технические факторы учитываются фиктивной величиной в критерии оптимизации [Л. 30]. Для этого определяется вес каждого фактора и формируется суммарный критерий управления. Весовые показатели чаще всего имеют характер коэффициентов приведения к какой-либо физической величине. Следовательно, пятое условие заключается в том, что критерий оптимизации должен определяться с учетом всех требований к электроснабжению.

Кроме перечисленных общих могут быть дополнительные правила, отражающие условия конкретных ГЭС. Все они должны учитываться при разработке структурной схемы оперативного управления режимами агрегатов.

Возможны несколько модификаций структурных схем управления, определяемых методами оптимизации. Для оптимизации режима и состава агрегатов предложе-

но множество методов. Автор не ставит своей целью дать подробный анализ применимости каждого из них. Ограничимся тремя методами: динамического программирования, ветвей и границ и направленного поиска. Структурная схема управления может иметь различный характер в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

3-2. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ АГРЕГАТАМИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БИБЛИОТЕКИ ХАРАКТЕРИСТИК СТАНЦИИ

Рассмотрим один из наиболее общих вариантов задачи оптимизации режимов ГЭС.

Постановка задачи — определить схемы получения основной и дополнительной программ при учете ограничений по числу и составу агрегатов и по минимуму переключений на станции. Для решения этой задачи необходима следующая исходная информация: график плановых нагрузок гидроэлектростанции $P_n = P_n(t)$; резерв мощности на станции ϵ_p , заданный в процентах от плановых нагрузок; предельные значения неплановых нагрузок γ_n в процентах от плановых; эксплуатационные расходные характеристики агрегатов $Q_i = Q_i(N_i, H_i)$, а в некоторых случаях и характеристики относительных приростов $q_i = q_i(N_i, H_i)$; состав располагаемых агрегатов; ограничения по числу и составу агрегатов, постоянные для всего или части периода оптимизации; ограничения по минимуму переключений, которые выражаются, например, требованием подключения агрегатов к работающим и отключения из состава работающих; характеристики верхнего и нижнего бьефов, необходимые для определения напора. Состав исходных данных будет значительно шире, если включить все необходимые данные по расчету характеристик агрегатов и другие ограничения.

Любая схема управления включает этап подготовки исходных данных, причем этот этап может играть существенную роль в алгоритме управления. Он включает три самостоятельные задачи:

а) выбор способа представления в ЭЦВМ энергетических характеристик агрегатов. Характеристики могут быть представлены таблично, полиномами, различными аппроксимирующими функциями. Возможности управляющей машины и требование к точности задания

характеристик определяют способ их задания (более подробно этот вопрос рассмотрен в § 4-8).

б) расчет характеристик агрегатов. В общем случае за счет старения агрегатов, изменчивости режимов ГЭС и агрегатов характеристики меняются (некоторые вопросы изменчивости характеристик освещаются в § 4-1, 4-7).

в) расчет напоров ГЭС, соответствующих плановым и неплановым нагрузкам. Напоры определяются изменчивостью верхнего и нижнего бьефов и потерями напора в водопроводящих сооружениях.

Методика расчетов изменчивости верхнего и нижнего бьефов хорошо разработана и освещена в литературе [Л. 31, 33], поэтому вопросы эти в данной работе не рассматриваются. Кроме того, лучше всего их решать применительно к конкретным условиям. На одних ГЭС уровень верхнего бьефа за сутки можно считать неизменным, на других уровни нижнего бьефа можно считать без учета неустановившегося режима, на третьих неустановившийся режим можно считать по приближенным зависимостям и т. д. В дальнейшем при описании схемы управления все стадии расчетов по подготовке исходных данных опускаются.

В основу составления программы положен метод динамического программирования, который позволяет получить эквивалентные энергетические характеристики станций, содержащие всю необходимую информацию по параметрам регулирования. Алгоритм управления в этом случае будет основан на использовании библиотеки характеристик.

Основная программа управления формируется на базе характеристик, соответствующих плановым нагрузкам гидроэлектростанции. Поле возможных решений (рис. 3-2) отражает изменчивость напоров и нагрузок. При построении таких характеристик можно учесть обязательный состав агрегатов и ограничения по числу агрегатов.

Для всех агрегатов, которые обязательно должны находиться в работе, искусственно исправляются (уменьшаются) расходы, соответствующие их минимальной загрузке, поэтому в процессе оптимизационных расчетов такие агрегаты всегда оказываются экономичными и попадают в оптимальный план [Л. 29]. Ограничения по числу агрегатов учитываются при обратном ходе. Для

этого расчеты производятся только по тем эквивалентным характеристикам, которые соответствуют заданному числу агрегатов. Например, если нагрузке N_j соответствует оптимальное число агрегатов $Z=1$, найденное без учета ограничений, а требуется иметь в работе не менее двух агрегатов, то обратный ход начинается со второй ($Z=2$) эквивалентной характеристики. Процедура формирования оптимального решения обычная, т. е. сначала по эквивалентной характеристике второго шага находят номер и нагрузка второго агрегата, а по эквивалентной характеристике первого шага — номер и нагрузка первого агрегата.

В эквивалентных характеристиках недопустимость кратковременных пусков и остановов агрегатов можно учесть, если в некоторой зоне по мощности около линий включения агрегатов сохранить характеристики предыдущего и последующего шагов. На рис. 3-2 показана зона ΔN_2 , соответствующая точке перехода с двух на три агрегата при напоре H_h . Кроме того, на рис. 3-2 эквивалентные характеристики построены при допустимом числе агрегатов на станции $Z=2$. Работа одним агрегатом недопустима (эквивалентные характеристики для $Z=1$ показаны пунктирными линиями слева от линии ограничения мощности одного агрегата).

Однако в силу особенностей алгоритма в эквивалентной характеристике нельзя учесть ограничения по числу переключений и обязательной очередности использования агрегатов. Учет этих ограничений может быть произведен только на стадии дооптимизации решения, полученного по эквивалентным характеристикам. Для этого по экви-

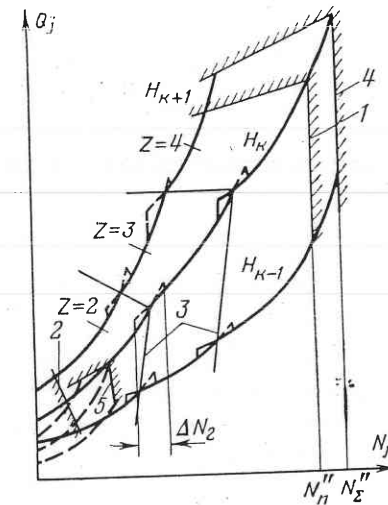


Рис. 3-2. Вид эксплуатационной характеристики станции при оперативном управлении агрегатами. 1 — линия ограничения, соответствующая плановым мощностям; 2 — линия ограничения минимальных мощностей; 3 — линии включения агрегатов; 4 — линия ограничения, соответствующая неплановым мощностям; 5 — линия ограничения мощности агрегата.

валентным характеристикам определяются параметры управления для планового графика нагрузки, а затем компромиссным путем учитываются ограничения. Например, пусть для трехступенчатого графика с нагрузками N_1, N_2, N_3 , которые имеют равную продолжительность Δt , найдены параметры управления, приведенные в табл. 3-1.

Таблица 3-1

Пример расчета параметров управления

Нагрузка станции	Число агрегатов	Состав агрегатов	Нагрузка агрегатов
N_1	2	№ 1 № 2	$N_{1,1}$ $N_{1,2}$
N_2	2	№ 2 № 3	$N_{2,2}$ $N_{2,3}$
N_3	1	№ 4	$N_{3,4}$

Необходимо найти постоянную очередность агрегатов. Так как ни один из агрегатов не включен постоянно в течение всего периода оптимизации, то нужно перебрать и найти лучший из всех или некоторых вариантов очередности, например из вариантов: № 1, 2, 3; 1, 2, 3, 4; 2, 3, 4; 1, 3, 4. Естественно, что этот путь приводит к снижению эффекта оптимизации.

Новый неоптимальный состав агрегатов для каждой нагрузки будет определяться заданной очередностью. Например, при очередности № 1, 2, 3 состав и распределение нагрузки между агрегатами сохранится только для N_1 , для N_2 будет состав № 1, 2, а для N_3 № 1. Для нового состава агрегатов требуется определить и иное распределение нагрузки. В самых простых случаях нагрузка может быть распределена равномерно. Однако целесообразно алгоритм построить таким образом, чтобы можно было получить наилучшее распределение нагрузки.

Библиотека характеристик может быть построена с учетом неплановых нагрузок, если известны их предельные значения. Для этого требуется построение дополнительных характеристик для напоров, учитывающих неплановые нагрузки, и расширение зоны по мощности от максимальной плановой N''_n до максимальной сум-

марной $N''_z = N''_n + N''_n$, где N''_n — максимальная неплановая мощность. По библиотеке характеристик с помощью итерполяции может быть оперативно найдена дополнительная программа управления.

Блок-схема алгоритма управления приведена на рис. 3-3. В блоках 1, 2 определяется область режимов

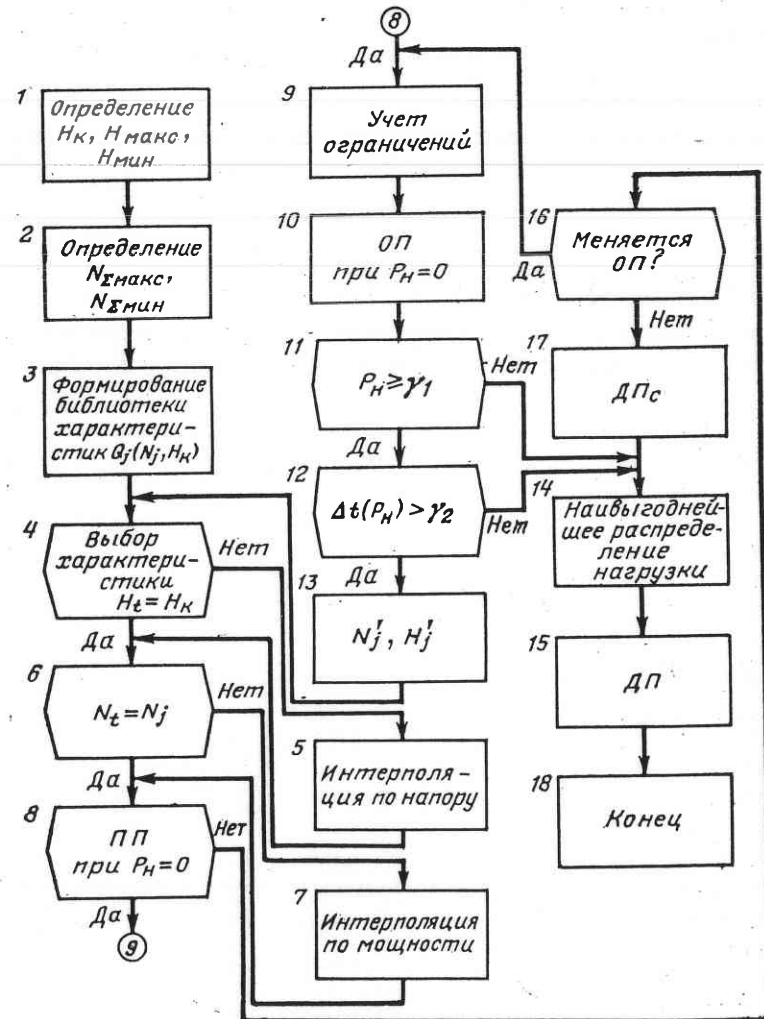


Рис. 3-3. Блок-схема управления составами агрегатов при использовании библиотеки характеристик.

ГЭС по напорам и мощностям. Из расчета планового графика нагрузки с учетом возможных неплановых его изменений определяются максимальные и минимальные напоры. Расчетные значения напоров выбираются с некоторым шагом квантования ΔH_k :

$$H_k = H_{\text{мин}} + k\Delta H_k. \quad (3-3)$$

Число характеристик с округлением до ближайшего большего целого числа

$$n = \frac{H_{\text{макс}} - H_{\text{мин}}}{\Delta H_k} + 1, \quad (3-4)$$

где k — номер расчетной характеристики.

Для выбранных значений из заданного графика плановых нагрузок и предельных значений неплановых нагрузок определяются параметры станции по мощностям. Предельные значения нагрузок ГЭС $N_{\Sigma\text{макс}}$ и $N_{\Sigma\text{мин}}$ при постоянном напоре задаются в виде ограничений по мощности станции в алгоритме динамического программирования.

В блоках 1, 2 определяются параметры по напорам и мощностям, а в блоке 3 по алгоритму динамического программирования производится расчет характеристик станции для мощностей N_j и напоров H_k . Они образуют библиотеку характеристик, используемую в дальнейшем для разработки оптимальной программы управления агрегатами.

В блоке 4 на основе библиотеки характеристик производится формирование предварительной программы. Для этого из библиотеки выбираются характеристики, соответствующие плановому графику нагрузки, и по ним определяются параметры управления. Предварительной такая программа названа потому, что в ней не учтены ограничения по числу пусков агрегатов. Может оказаться, что в библиотеке нет нужных характеристик. Если напоры для рассматриваемых интервалов времени не соответствуют расчетным H_i , то требуется интерполяция по напорам (блок 5). Аналогично, если мощности ГЭС N_i не соответствуют расчетным точкам характеристик станции N_j , то требуется интерполяция по мощности (блок 7).

Интерполяция осуществляется по компромиссной методике. Наиболее приемлемы два способа интерполяции. В первом сохраняется тот состав агрегатов, который соответствует ближайшему расчетному режиму станции.

Например, действительный напор $H_i = 18,4$ м, а в карте-теке имеются характеристики, соответствующие напорам 18 и 19 м. Ближайшей будет характеристика $H_k = 18$ м; она и будет использована для расчетов. Аналогичной может быть схема интерполяции по мощности. Второй способ заключается в оценке экономичности использования конкурентных вариантов. В том же примере для расчетов сохраняются обе характеристики, по которым находятся два варианта состава агрегатов, и в программу управления включается наиболее экономичный состав.

В блоке 8 производится формирование предварительной программы управления ПП при условии равенства нулю неплановых нагрузок.

В блоке 9 производится учет ограничений по числу пусков на основе тех рекомендаций по составу агрегатов, которые определяются предварительной программой. В основной программе ОП (блок 10) указываются параметры управления режимами агрегатов, которые найдены с учетом всех ограничений, и соответствующие плановому графику нагрузки. На этом заканчивается этап оперативного планирования. Все остальные расчеты ведутся для определения текущих параметров управления, входящих в дополнительную программу.

Появление неплановых нагрузок еще не является достаточным основанием для расчета дополнительной программы корректировки состава агрегатов. Необходимо выполнение директивных правил. В блоке 11 в качестве директивного правила задана величина неплановой нагрузки, а в блоке 12 — ее продолжительность. Если неплановая нагрузка по величине меньше γ_1 или по продолжительности меньше γ_2 , состав агрегатов не меняется и дополнительная программа управления ДП (блок 15) включает только новые мощности агрегатов, найденные при наивыгоднейшем распределении суммарной нагрузки (блок 14). Распределение нагрузки можно получить по алгоритму динамического программирования или более простым способом, используя метод относительных приростов. Если продолжительность и величина неплановых нагрузок больше нормы, то требуется оптимизировать состав агрегатов и распределение нагрузки между ними, что осуществляется в блоках 4—8 при новых мощностях N'_j и напорах H'_j станции (блок 13). Процедура определения этих параметров полностью сов-

падает с той, которая были принята при составлении основной программы.

Для параметров станции, найденных с учетом непла-новых нагрузок, в библиотеке находится нужная харак-теристика, и по ней определяются состав и нагрузки агрегатов, которые дают предварительную програм-му управления (блок 8, *Нет*) при учете неплановых нагрузок.

Если найденный состав согласуется с той стратегией управления, которая определяется основной программой (блок 16), то формируется дополнительная программа управления составами ДПС (блок 17) и мощностями (блок 14) агрегатов. Если же из сравнения предвари-тельной и основной программ следует, что получена новая, несогласованная стратегия управления составами агрегатов, то производятся расчеты по уточнению основ-ной программы (блоки 9, 10).

Показанная на схеме логика получения дополнитель-ной программы является довольно сложной, но обладает приемлемой степенью компромиссности. Наиболее просто дополнительная программа может быть найдена по по-стоянной очередности агрегатов, соответствующей основ-ной программе, но этот путь является частным и приме-ним, видимо, только тогда, когда заведомо известно, что неплановые нагрузки не могут оказать существенного влияния на экономичность.

Из рассмотрения блок-схемы формирования програм-мы управления агрегатами видно, что она имеет две структурные части. В блоках 1—3 осуществляются под-готовительные расчеты, а в блоках 4—8 в общем случае расчеты ведутся в темпе производства. Наиболее трудо-емкие и существенные по времени расчеты выполняются при построении картотеки характеристик (блок 3), по-этому гибкость алгоритма в значительной мере повысит-ся, если улучшить вычислительные параметры блока 3. К этому имеются реальные возможности, так как в про-цессе эксплуатации станции не требуется полного обнов-ления картотеки характеристик при оперативном плани-ровании режимов. Напоры ГЭС меняются постепенно, поэтому требуется лишь дополнение картотеки характе-ристик в том случае, если диапазон напоров расширился. Легко достроить характеристики станции, если увеличи-лись максимальные мощности. Даже изменения в располагаемом составе агрегатов потребуют пересчета

характеристик только в том случае, если они включают агрегаты, выводимые в ремонт. Анализ материалов экс-плуатации показывает, что смена располагаемого соста-ва происходит с периодичностью от нескольких суток до нескольких месяцев, поэтому обновление картотеки характеристик и по этой причине не может быть слишком частым. Наконец, не исключается статистическое накоп-ление в постоянный фонд тех характеристик, которые встречаются чаще всего.

Наиболее существенным недостатком данного алго-ритма является большая степень компромиссности при учете ограничений по числу пусков. В отдельных случа-ях она может быть столь значительна, что применение данного алгоритма окажется нецелесообразным.

3-3. СХЕМА АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ АГРЕГАТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ

Время счета и объем памяти ЭЦВМ, которые требуют-ся при оптимизации режима и состава агрегатов по ме-тоду ветвей и границ, меньше по величине, чем время и объем, требуемые по методу динамического програм-мирования, что и является основанием для обсуждения этой схемы. При использовании метода ветвей и границ программа управления для заданного графика плановых нагрузок получается сразу без подготовительных расче-тов. Уменьшается степень компромиссности при доопти-мизации предварительной программы, полученной без учета ограничений по числу пусков, так как имеется мат-рица равнозначных решений. Большим достоинством яв-ляется то, что можно предложить несколько стратегий управления. Однако имеется и существенный недостаток этого алгоритма, который заключается в том, что нельзя учесть ограничения по числу и составу агрегатов в про-цессе оптимизации без значительного осложнения опти-мизационного алгоритма.

Ограничения по составу учитываются при формиро-вании стратегий управления из матрицы равнозначных решений. Ограничения по обязательной работе каких-либо агрегатов учитываются в процессе получения по-стоянной последовательности агрегатов. Для этого из возможных вариантов составов каждого расчетного ин-тервала времени выбираются для анализа только те, в которые входят обязательные агрегаты. Может ока-

заться, что таких вариантов нет, тогда стратегия управления исправляется принудительно введением обязательных агрегатов на место худших. Допустим, что постоянная последовательность включает агрегаты № 2, 4, 6, 7, 1, 5, которые располагаются в порядке снижения их к. п. д. Обязательным для использования является агрегат № 3. Он должен заменить худший агрегат № 5, но занять первое место в полученной ранжировке, т. е. стратегия управления определится последовательностью № 3, 2, 4, 6, 7, 1. Если номера обязательных агрегатов меняются в течение планового периода, соответственно будут меняться и стратегии управления. Ограничения по числу агрегатов учитываются на основе полученной стратегии управления составом агрегатов. Например, если для какой-то нагрузки оптимальный режим соответствует одному агрегату, а требуется в соответствии с ограничениями иметь два работающих агрегата, то в приведенном примере в работе будут агрегаты № 3, 2.

На рис. 3-4 приведена блок-схема алгоритма управления режимами и составами агрегатов. Особенностью ее является то, что оптимизационный алгоритм расчетов (блок 1) используется для формирования и основной и дополнительной программ управления. Однако могут быть и другие варианты формирования дополнительной программы. Наиболее простым является вариант формирования дополнительной программы при известной стратегии управления составом агрегатов. В этом случае при появлении unplanned нагрузок определяется число агрегатов и производится распределение нагрузки между агрегатами, входящими в заданный состав. Так, если для планового графика нагрузок была получена постоянная последовательность агрегатов $i=1, 2, 3, 4, 5$ и число агрегатов $Z=1$ для момента времени t_1 , $Z=2$ для t_2 и $Z=5$ для t_3 , причем плановая нагрузка для этих же моментов равнялась соответственно 100, 300 и 350 МВт, то можно отыскать стратегию для промежуточных значений нагрузок. Если, например, в момент t_2 нагрузка уменьшилась на 100 МВт по сравнению с планом, то по числу агрегатов возможны варианты $Z=1, 2, 3, 4$. При использовании заданной стратегии рассчитываются следующие варианты:

$$Z=1, A_1=1; Z=2, A_2=1, 2;$$

$$Z=3, A_3=1, 2, 3; Z=4, A_4=1, 2, 3, 4.$$

11019-29

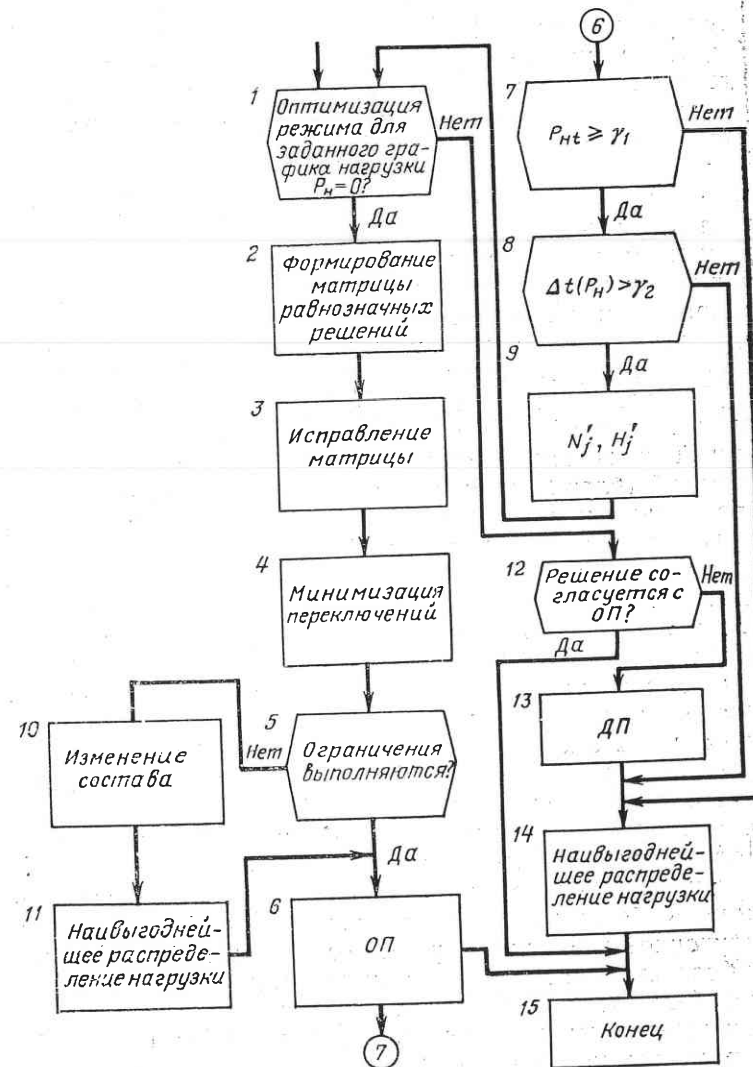


Рис. 3-4. Блок-схема управления составами агрегатов при использовании метода ветвей и границ.

Рассчитав расходы ГЭС с учетом наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами, легко определить оптимальный вариант. Степень компромиссности определяется постоянной последовательностью агрегатов. Она будет уменьшена, если при появлении неплановых нагрузок будут уточняться и стратегии управления составами. Такой вариант и показан на рис. 3-4. Возможны и другие варианты корректировки.

Расчеты начинаются так же, как и в предыдущем алгоритме, с определения области допустимых режимов. Область режимов по мощности определена заданным плановым графиком нагрузки станции, а напоры для каждого расчетного интервала находятся в соответствии с графиком нагрузки. Вся область изменения напоров в соответствии с шагом квантования разбивается на зоны, в которых напоры считаются постоянными.

В блоке 1 производятся расчеты по оптимизации планового графика нагрузки с использованием метода ветвей и границ. Полученная матрица равнозначных решений (блок 2) включает рекомендации по параметрам управления, т. е. в ней указаны составы агрегатов и распределение нагрузки между ними для каждого расчетного интервала времени. Если в условиях задачи задаются какие-либо ограничения по составам агрегатов, то для дальнейших расчетов оставляют только те элементы матрицы, которые удовлетворяют ограничениям. В том случае, если для какого-то расчетного интервала времени нет ни одного элемента, удовлетворяющего ограничениям по составу агрегатов, для дальнейших расчетов сохраняются все элементы. Исправление матрицы по указанной схеме осуществляется в блоке 3. На основании исправленной матрицы в блоке 4 определяется решение, соответствующее минимуму переключений. Однако оно может быть неудовлетворительным с позиции использования «обязательных» агрегатов (блок 5) и поэтому полученное решение корректируется (блок 10). Изменения состава при постоянном числе агрегатов и изменения числа агрегатов сопровождаются новым наивыгоднейшим распределением нагрузок между агрегатами (блок 11). Параметры управления агрегатами, удовлетворяющие всем исходным предпосылкам, включаются в основную программу управления ОП (блок 6). На этом заканчивается оперативное планирование режимов агрегатов. Все последующие блоки позволяют осуществить коррек-

тировку программы управления в темпе производства.

При появлении неплановых нагрузок (блоки 7, 8) осуществляется корректировка основной программы управления, для чего из блока 9, где определены мощность N'_j и напор H'_j ГЭС, управление передается в блок 1. Расчет режима по методу ветвей и границ производится только для одного расчетного интервала, в котором изменилась мощность ГЭС по сравнению с плановой. При этом в ограничениях учитывается предыстория и прогноз, соответствующий плановому графику нагрузки. Решение считается согласованным с основной программой управления (блок 12) в том случае, если удовлетворяются ограничения по составу и числу агрегатов и не увеличивается количество пусков. Например, для текущего интервала t_1 $A_1=1,2$, а для прогнозирования интервала t_2 $A_2=1, 2, 4, 5, 6$. В момент t_2 с учетом неплановой нагрузки получено другое решение $A_3=1, 4, 5$. Из сопоставления составов видно, что по дополнительной программе требуется кратковременно отключить агрегат № 2. Для этого следует оценить целесообразность этого события, т. е. по заданному критерию сравнить полученный оптимальный вариант с исправленным, в котором агрегат № 2 будет введен на место худшего по к. п. д. агрегата № 5 в составе A_3 . Здесь же в блоке 13 вносятся коррективы и по числу агрегатов.

Даже из вышеизложенного видно, что схема управления агрегатами на основе метода ветвей и границ получается достаточно простой. Основной ее недостаток заключается в требовательности к виду расходных характеристик агрегатов (см. § 1-2), поэтому в отдельных случаях ее применение будет нецелесообразным.

Компромиссность принимаемых решений определяется, главным образом, ограничениями по числу и составу агрегатов. Учесть их строго на стадии дооптимизации решения, полученного при использовании метода ветвей и границ, в общем случае нельзя, поэтому эффект оптимизации уменьшается. Кроме того, эта же причина приводит к необходимости систематических перерасчетов основной программы в каждом случае, когда дополнительная программа не согласуется с основной. Сравнение схемы, основанной на методах динамического программирования и ветвей и границ, не позволяет однозначно высказаться о преимуществах какой-либо из них для получения программы управления в темпе производства.

Компромиссность решения в этих схемах определяется различными факторами, которые зависят от конкретных условий. Только экспериментальные расчеты, применительно к конкретным условиям, могут быть основой для правильного суждения о целесообразности использования какой-либо схемы управления.

3-4. СХЕМА АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ АГРЕГАТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА НАПРАВЛЕННОГО ПОИСКА

Метод направленного поиска имеет компромиссную схему оптимизации, но обладает бесспорными вычислительными и алгоритмическими преимуществами перед методами динамического программирования и ветвей и границ. На его базе может быть создана наиболее простая схема управления агрегатами. Если в алгоритме управления режимами агрегатов, основанном на методе ветвей и границ, приближенно учитывались ограничения по числу и составу агрегатов, а в алгоритме, основанном на методе динамического программирования, — ограничения по числу пусков агрегатов, то в методе направленного поиска компромиссность определяется, главным образом, неоптимальным (равномерным) распределением нагрузки. Во многих случаях последнее, т. е. допущение о равномерности распределения нагрузки, будет приводить к меньшему снижению эффекта управления, чем любые приближенные способы учета ограничений по составу и числу агрегатов. Однако окончательные выводы зависят от конкретных условий.

Ограничения по составу и числу агрегатов учитываются в процессе оптимизации, причем учет их не усложняет, а облегчает расчеты. Область поиска оптимального решения ограничивается в случае ограничений по числу агрегатов заданными пределами, а при ограничениях по составу агрегатов из всего множества составов рассматриваются только те подмножества, в которые входят обязательные агрегаты.

Имеется много общего в схемах управления, основанных на методах ветвей и границ и направленного поиска. Так, основная программа управления и в этой схеме получается без специальных подготовительных расчетов. Наиболее простым путем получения дополнительной программы является использование известной

бчередности агрегатов. Ограничения по числу пусков учитываются на стадии дооптимизации при анализе матрицы равнозначных решений. Аналогично определяется область допустимых режимов по мощности и напору в соответствии с плановым графиком нагрузки и предельными значениями неплановых нагрузок.

Схема алгоритма управления дана на рис. 3-5. На ней не показаны блоки исходной информации и определения области допустимых режимов для планового графика нагрузки.

В блоке 1 определяются вначале оптимальное число и состав агрегатов для плановых нагрузок (неплановые нагрузки $P_{н}=0$) с учетом ограничений по числу и составу агрегатов. Нагрузка между включенными агрегатами распределяется поровну. Так как алгоритм направленного поиска позволяет получить все практически приемлемые решения, в блоке 2 формируется матрица этих решений. На основе матрицы равнозначных решений формируется стратегия управления составом на плановый период оптимизации, отвечающая минимуму пусков (блок 3). В блоке 4 для выбранного состава агрегатов по методу относительных приростов производится наилучшее распределение нагрузки. Таким образом, на основе расчетов в блоках 1—4 определяются оптимальные параметры управления составом и режимом агрегатов, которые включаются в основную программу (блок 5). При необходимости расчета дополнительной программы (блоки 6, 7) определяются параметры станции (блок 8) и параметры согласования дополнительной программы управления с основной (блок 9).

Согласование основной и дополнительной программ необходимо по составу агрегатов, чтобы дополнительная программа не привела к увеличению пусков. Пусть, например, для t_1 работал состав $A_1=1,2$, а для t_3 — плановый состав, отвечающий основной программе, включал агрегаты $A_3=1, 2, 4, 6, 7$. В момент t_2 необходимо рассчитать дополнительную программу. Состав агрегатов в дополнительной программе должен находиться с учетом перечисленных ниже условий: если нагрузка для t_2 больше, чем для t_1 , то может произойти подключение агрегатов. Обязательными при этом являются агрегаты № 1 и 2, а к ним могут подключаться в любой комбинации агрегаты № 4, 6, 7. Число пусков при такой стратегии не увеличивается; если нагрузка для t_2 меньше, чем для t_1 , то

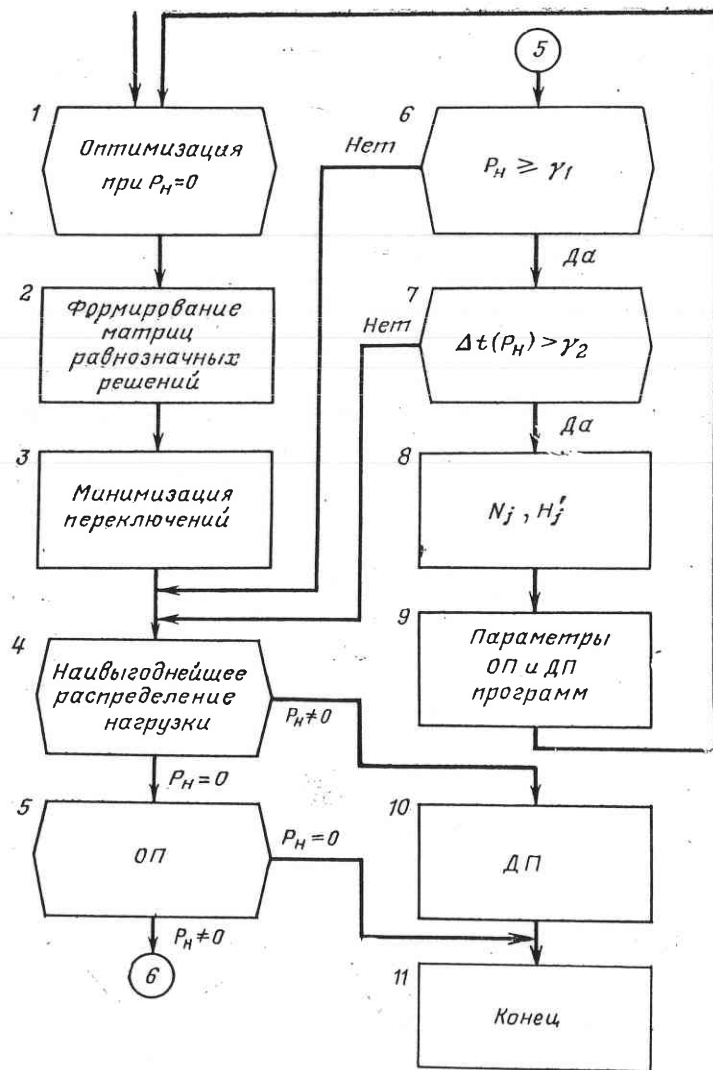


Рис. 3-5. Блок-схема управления составами агрегатов при использовании метода направленного перебора вариантов.

может произойти отключение агрегата, причем возможны любые комбинации из агрегатов № 1 и 2.

При согласовании основной и дополнительной программ пересчет осуществляется только для тех временных интервалов, в которых имеется неплановая нагрузка, для чего выполняются соответствующие расчеты в блоке 1. Для нового состава агрегатов находится наивыгоднейшее распределение нагрузки (блок 4) и формируется дополнительная программа.

На базе алгоритма направленного поиска оптимального решения могут быть созданы различные схемы управления, но все они достаточно просты.

Рассмотрение принципиальных схем управления, основанных на методах динамического программирования, ветвей и границ и направленного поиска, позволяет высказать три достаточно общих положения:

1) на базе методов динамического программирования ветвей и границ и направленного поиска могут быть разработаны конкурентоспособные оперативные схемы управления режимами агрегатов конкретных гидроэлектростанций;

2) в общем случае схемы управления режимами агрегатов имеют компромиссный характер. Компромиссность обуславливается, главным образом, необходимостью учета стационарных ограничений по составу агрегатов. Степень компромиссности может быть количественно определена только в конкретных условиях;

3) в общем случае наиболее простым является алгоритм управления, основанный на методе направленного поиска.

3-5. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ АГРЕГАТОВ

Применение математического моделирования и ЭЦВМ поставило вопрос о замене традиционных способов планирования и управления режимами более совершенными. Под традиционными имеются в виду способы, которые использовались до внедрения в практику эксплуатации ЭЦВМ.

Традиционные способы основаны на использовании автоматики или на ручном счете, поэтому большинство

режимных задач решается с существенными допущениями и упрощениями. Естественно, что, применяя оптимизационные алгоритмы с корректной постановкой задачи, можно получить определенный эффект.

Эффект совершенствования способов планирования и управления режимами определяется множеством экономических и эксплуатационных факторов, таких, как повышение надежности эксплуатации энергосистемы, облегчение работы эксплуатационного персонала, снижение расхода топлива, повышение выработки электроэнергии или мощности, снижение постоянных эксплуатационных расходов. Кроме того, учитываются затраты на приобретение ЭЦВМ и на ее эксплуатацию и т. п.

В режимных задачах эксплуатируемых систем чаще всего находят частичную эффективность, определяемую экономией эксплуатационных затрат или экономией стока воды. Правомерность оценки по частичной эффективности должна обосновываться.

Сравнительная эффективность различных способов управления и планирования зависит от ряда причин. Существенной является инженерная постановка рассматриваемой задачи. Одна и та же задача может ставиться по-разному. Например, можно распределять нагрузку между электростанциями с учетом или без учета потерь активной мощности, строить характеристики станции с учетом различия в характеристиках агрегатов или без учета и т. д. С учетом инженерной постановки разрабатывается математическая модель. Во многих случаях математическая модель не в полной мере соответствует инженерной постановке задачи. Кроме того, она определяется методом оптимизации. Например, применяя метод множителей Лагранжа для распределения нагрузки, «исправляют» характеристики относительных приростов, имеющие разрывы непрерывности, «исправляют» выпуклые характеристики, приближенно учитывают ограничения по допустимым мощностям [Л. 8, 9]. Или, применяя метод динамического программирования для выбора состава работающих агрегатов на станции, приближенно учитывают ограничения по числу пуско-остановочных операций и пр.

При использовании ЭЦВМ можно произвести практически точные расчеты. Использование же ручных способов счета, графических методов, номограмм и др. всегда сопровождается погрешностью расчетов.

Большое значение имеет точность исходных данных. Погрешности исходных данных определяют применимость различных способов управления. В настоящее время еще не решена проблема сбора, хранения и прогнозирования исходной информации, поэтому в реальных ситуациях приходится использовать информацию недостаточно высокого качества. Для оценки порога различимости, т. е. тех границ, для которых эффект оптимизации и погрешность решения равны, требуется проведение конкретных экспериментов или расчетов. При этом обычно используют метод статистического моделирования исходных данных и по полученным данным выполняют оптимизационные расчеты. По их результатам, используя положения теории вероятностей или игровые критерии, определяют влияние погрешностей исходных данных.

Реализация полученных решений осуществляется с использованием наличных устройств автоматики или по щитовым измерительным приборам. В настоящее время и тот и другой пути не позволяют точно воспроизвести полученный режим, и погрешность реализации может быть значительной.

Наконец, важное значение имеет оценочный период. Поясним на примере роль этого фактора. Каждый час диспетчер выбирает состав работающих агрегатов, руководствуясь оптимальным планом. Оптимальный план составлен для суток. Можно ли говорить об эффективности различных способов оптимизации состава, производя сравнение за сутки? Видимо, нельзя, так как точные графики системы и условия работы электростанции имеют большую изменчивость. Поэтому необходимо выбрать более длительный период для оценки эффективности.

Длительность периода должна определяться изменчивостью всех факторов, влияющих на эффективность. Так, можно взять годовой период для графиков нагрузки. Если эта задача рассматривается для гидроэлектростанции, то необходимо учесть, что в течение года она может работать в условиях различной водности и др.

Сравнительная оценка различных способов управления производится для эталонного и упрощенного способов. За эталонный принимается более прогрессивный способ. Абсолютная (Δt) и относительная (δt) эффектив-

ности мгновенных режимов оцениваются показателями

$$\Delta_t = X_t - X^{\circ}_t; \quad (3-5)$$

$$\delta_t = \frac{X_t - X^{\circ}_t}{X^{\circ}_t}, \quad (3-6)$$

причем $X_t = X''_t - \Delta X''_t$, $X^{\circ}_t = (X^{\circ}_t)'' - (\Delta X^{\circ}_t)''$.

Средняя эффективность определяется при детерминированной постановке задачи показателями

$$\bar{\Delta} = \frac{1}{m} \sum_{t=1}^{t=m} \Delta_t; \quad (3-7)$$

$$\bar{\delta} = \frac{\bar{\Delta}}{X^{\circ}}; \quad (3-8)$$

а при вероятностной постановке — показателями

$$M(\Delta) = \sum_{t=1}^{t=m} \Delta_t p(\Delta_t); \quad (3-9)$$

$$M(\delta) = \frac{M(\bar{\Delta})}{M(X^{\circ})}. \quad (3-10)$$

Здесь X_t , X°_t — абсолютный эффект упрощенного и эталонного способов управления; $M(\bar{\Delta})$ — математическое ожидание эффекта $\bar{\Delta}$; $p(\Delta_t)$ — вероятность появления эффекта Δ_t ; X''_t , $(X^{\circ}_t)''$ — теоретический эффект без учета погрешности при упрощенном и эталонном способах управления; $\Delta X''_t$, $(\Delta X^{\circ}_t)''$ — снижение теоретического эффекта за счет погрешностей, определяемых перечисленными выше причинами; X° — средняя величина абсолютного эффекта эталонного способа управления.

Рассмотрим методику оценки влияния погрешности исходной информации на эффект оптимизации. Разработана она на примере задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки между станциями системы при фиксированном составе оборудования [Л. 18, 22, 34]. Имеются исследования, в которых рассматривается влияние погрешностей в исходных характеристиках агрегатов на эффективность оптимизации состава агрегатов [Л. 11]. Для оценки перерасхода воды, возникающего в результате погрешностей, используется метод статистического моделирования характеристик агрегатов или станции по искусственным вероятностным моделям [Л. 13].

Координаты характеристики электростанции могут меняться в некоторых пределах, которые определяются различными причинами. Зная пределы изменчивости характеристик, можно получить их случайные вариации с помощью совокупности случайных чисел, вырабатываемых специальными генераторами на ЭЦВМ. Затем для каждой комбинации случайных характеристик производятся оптимизационные расчеты. Перерасход стока имеет место в том случае, если параметры режима, определенные по моделируемым и по фактическим характеристикам, различаются. Например, исходя из моделируемой характеристики, определена для какого-либо агрегата мощность N_{im} , и при назначении режима по действительной характеристике она была бы иная, скажем N_i . Расход воды определяется всегда действительной характеристикой, следовательно, перерасход

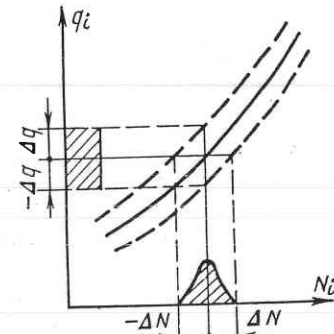


Рис. 3-6. Имитация случайной характеристики.

$$\Delta Q_i = Q_i(N_{im}) - Q_i(N_i). \quad (3-11)$$

Узловым моментом этой методики является вероятностная модель моделирования координат характеристик. Если речь идет о случайных погрешностях характеристик, то часто считается [Л. 13], что изменчивость расхода Q_i при $N_i = \text{const}$ определяется законом равных вероятностей. Действительно, в первом приближении можно считать равновероятным изменение многих технических параметров. Однако для правильного суждения по этим вопросам требуется обработка статистических данных, которые получены при эксплуатации станции или специально моделировались. Как будет показано дальше (см. § 5-2), закон равной вероятности справедлив не для всех задач, в которых наблюдаются изменения характеристик. Изменение мощности агрегата или станции подчиняется нормальному закону. Это положение справедливо в тех случаях, когда мощность агрегата фиксируется по измерительным приборам.

Имитация произвольного значения координат Q_i и N_i достигается композицией двух выбранных законов

распределения на плоскости в интервалах $\pm \Delta Q_i$ и $\pm \Delta N_i$. На рис. 3-6 показана характеристика, для которой по координате N_i принят нормальный закон распределения вероятностей, а по q_i принято равномерное распределение.

Допустим, что изменчивость характеристик определяется какими-то режимными факторами, меняющимися по нормальному закону. Тогда с вероятностью $p=0,9973$ можно сказать, что отклонение расхода от своего центра распределения будет по абсолютной величине меньше чем 3σ (σ — среднеквадратичное отклонение). Таким образом, при изменчивости характеристики в пределах ΔQ_i

$$\sigma_i = \frac{\Delta Q_i}{3}. \quad (3-12)$$

Генератор псевдослучайных чисел выдает числа φ с заданным законом распределения при математическом ожидании, равном нулю и $\sigma=1$. Случайная величина расхода при $N_i = \text{const}$

$$Q^*_i = Q_i (1 + \varphi_i \Delta Q_i). \quad (3-13)$$

Аналогично выражение для мощности при $Q_i = \text{const}$:

$$N^*_i = N_i (1 + \gamma_i \lambda \Delta N_i). \quad (3-14)$$

В этих формулах Q_i, N_i — заданные значения расхода и мощности; λ — множитель, зависящий от закона вариаций, равный $1/3$ для нормального закона и 1 для равномерного; φ_i и γ_i — случайные величины, вырабатываемые генератором случайных чисел.

При моделировании характеристик относительных приростов, используемых для наивыгоднейшего распределения нагрузки, обязательна проверка на монотонность. В этом случае в процессе моделирования предусматривается одинаковое относительное изменение всех точек замоделированной характеристики. Это достигается генерированием одного случайного числа, а затем все точки характеристики меняются пропорционально этому числу. Могут быть и другие способы. Например, можно независимо моделировать две крайние точки характеристики относительных приростов, а положение средней точки определять в пределах $q_{i\text{макс}} \geq q_i \geq q_{i\text{мин}}$, где $q_{i\text{мин}}$ и $q_{i\text{макс}}$ — координаты крайних точек.

Для того чтобы оценить эффективность управления, необходимо по принятому критерию сравнить результа-

ты действий, предпринимаемых по истинной и ошибочной (статистической) характеристикам. Допустим, что по каждой ошибочной характеристике режим агрегатов при постоянной мощности станции был назначен неверно и это привело к перерасходу

$$\Delta W = W^* - W_{\text{опт}}. \quad (3-15)$$

Обе величины и неоптимальная W^* и оптимальная $W_{\text{опт}}$ получены по истинной характеристике, но соответствуют различным параметрам режимов. Например, по ошибочным характеристикам число включенных машин $Z=2$, а по действительным $Z=1$. Следовательно, раньше, чем это требуется, будут включены два агрегата, но каждый из них будет иметь расход, соответствующий их действительным характеристикам. Или по ошибочным характеристикам нагрузка станции распределена между агрегатами не наилучшим образом. При этом неизбежен перерасход воды по сравнению с оптимальным распределением, которое соответствует работе агрегатов по действительным характеристикам. Но в том и другом случае расход определяется действительной характеристикой.

При проведении большого числа испытаний, в которых предельные погрешности одинаковы, можно получить связь между среднестатистической величиной перерасхода ($\Delta \bar{W}$) и величиной погрешности ΔQ_i . Например, для ГЭС можно получить характеристику $\Delta \bar{W}_i = f(\Delta Q_i)$ при $N_i = \text{const}$. Получение надежных оценок требует достаточно большого числа статистических испытаний, при которых для каждого относительного значения погрешности будет получено достаточное число характеристик. В [Л. 13] указывается, что достаточная точность получается при числе испытаний 400.

Для оценок по данным большого числа статистических испытаний удобно использовать статистические ряды, имеющие вид гистограммы [Л. 4]. На гистограмме показана частота d определенных перерасходов при заданной погрешности ΔQ_i (рис. 3-7). Гистограмма при большом числе опытов представляет кривую плотности распределения величины $\Delta \bar{W}_i$ [Л. 4]. По гистограмме может быть построена статистическая функция распределения величины перерасхода (рис. 3-8), которая показывает вероятность появления того или иного перерасхода. Например, по рис. 3-8 можно сказать, что если при

погрешности $\Delta Q_i = 10\%$ перерасход составляет 2%, то с вероятностью $p_0 = 1 - 0,95 = 0,05$ будет получен не перерасход, а экономия.

Из изложенной методики ясна ее чрезвычайная трудоемкость. Выполнение подобных расчетов может быть проведено только на ЭЦВМ. Вместе с этим оценка эффективности нельзя производить по мнимому эффекту, который определяется без учета погрешностей характеристик, так как расчеты показывают, что при погреш-

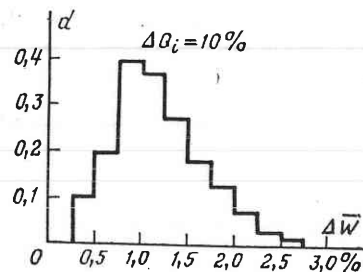


Рис. 3-7. Гистограмма перерасхода стока.

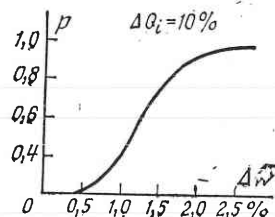


Рис. 3-8. Статистическая функция распределения перерасхода стока.

ностях 5-10% эффект оптимизации соизмерим с проигрышем от незнания характеристик.

Методика расчетов усложняется еще больше, если решается задача управления составом или числом агрегатов. В этом случае необходимо знать также, какова вероятность выбора оптимального состава агрегатов по неверным характеристикам агрегатов при той или иной величине погрешности. Необходимое число статистических испытаний в этих задачах в несколько раз больше, чем в задачах распределения нагрузки, так как на их основе необходимо построить статистические характеристики для различных составов и гистограммы, показывающие частоту появления оптимального состава при постоянных погрешностях, и кривые плотности распределения величины потерь стока.

3-6. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВАМИ АГРЕГАТОВ

Оценка экономической эффективности различных способов управления должна проводиться за период, охватывающий все характерные режимы гидроэлектро-

станции. Допустим, что рассматривается задача оперативного управления режимами и составом. Тогда для анализа требуются все характерные графики нагрузки станции $N_j = N_j(t)$ и графики напоров $H_j = H_j(t)$. Состав характерной информации определяется содержанием рассматриваемой задачи.

Рассмотрим методику сопоставления эффективности фактического и эталонного способов управления. В качестве фактического способа рассмотрим автооператоры (АО), которые позволяют автоматически управлять составами и режимами агрегатов (см. гл. 4). За эталонный способ примем АСУ. Цикл изменчивости графиков напоров определяется степенью зарегулированности стока и может быть больше и меньше годового периода. Оценка эффективности производится по величине потерь выработки электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$, которая получена при использовании определенного стока W за один или несколько расчетных циклов с длительностью T , т. е.

$$\Delta \mathcal{E} = \int_T (N_{t \text{ АСУ}} - N_{t \text{ АО}}) dt = \int_T N_{t \text{ АСУ}} S_{tN} dt, \quad (3-16)$$

причем

$$S_{tN} = \frac{N_{t \text{ АСУ}} - N_{t \text{ АО}}}{N_{t \text{ АСУ}}}, \quad (3-17)$$

где $N_{t \text{ АО}}$, $N_{t \text{ АСУ}}$ — мощности станции при $Q_i = \text{const}$, которые будут получены в случае использования АО или АСУ; S_{tN} — относительная эффективность использования автооператоров, которая меняется при изменении мощности и напора ГЭС.

Так как на длительный период невозможно составить достоверные прогнозы графиков нагрузки, то для каждого расчетного интервала времени необходимо рассматривать различные вариации графиков нагрузки. Кроме того, в каждом расчетном интервале возможны вариации напоров. Изменчивость графиков нагрузки ГЭС определяется водностью года, нагрузками потребителей системы, распределением нагрузки системы между различными станциями и множеством других факторов. Статистика позволяет определить границы изменчивости (ошибку прогнозирования). Изменчивость графиков напоров зависит от изменчивости отметок верхнего и нижнего бьефов. Отметки верхнего бьефа определяются диспетчерскими графиками сработки и заполнения во-

дохранилища (рис. 3-9). По ним для каждой календарной даты можно определить максимальное Z''_t и минимальное Z'_t значения отметок верхнего бьефа. По диспетчерскому графику можно также найти обеспеченность той или иной отметки. Например, на рис. 3-9 показан график, для которого все отметки верхней огибающей имеют обеспеченность 1%, а нижней — 99%, показаны максимальная Z''_{XII} и минимальная Z'_{XII} отметки для декабря месяца.

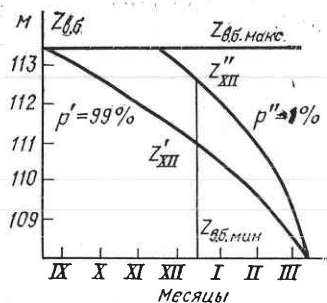


Рис. 3-9. Диспетчерский график сработки водохранилища.

Каждому значению отметки в интервале $\Delta Z_t = Z''_t - Z'_t$ соответствует своя обеспеченность. Отметка нижнего бьефа $Z_{тн.б}$ определяется графиком расходов и характеристиками русла. Многообразие и произвольность комбинаций факторов, определяющих режим ГЭС, ставит рассматриваемую задачу в разряд неопределенных, решить которую можно, используя положения теории игр [Л. 26]. Задача решается в четыре этапа. На первом, используя метод статистического моделирования, определяются графики нагрузок и напоров каждого расчетного интервала времени. На втором определяются всевозможные комбинации графиков нагрузок и напоров из числа тех, которые получены при статистическом моделировании. На третьем для каждой комбинации определяются величины потерь электроэнергии при применении различных средств управления. Наконец, на четвертом этапе, применяя минимаксные критерии, определяются оценочные значения принятого критерия оптимальности.

Рассмотрим подробнее методику выполнения расчетов для второго и четвертого этапов. Методика расчетов первого и третьего этапов рассматривалась ранее. Так как рассматриваются случайные комбинации двух состояний режимных параметров, т. е. графиков нагрузки и напоров, причем оба параметра равноправны и независимы, то можно использовать положения теории игр для двух игроков, которые подчиняются идее строгого соперничества [Л. 26]. В играх со строгим соперничеством игроки не могут достигнуть обоюдной выгоды

посредством какого-либо сотрудничества. Будем считать также, что имеет место некооперативная игра, в которой не разрешено никакого сотрудничества между игроками до игры. Обозначим игроков цифрами 1 и 2. Под игроком 1 имеется в виду один режимный параметр — график нагрузки, а под 2 — другой, т. е. напор. Множество стратегий для них соответственно будут $A = \{a_1, \dots, a_m\}$ и $B = \{\beta_1, \dots, \beta_n\}$. Под каждой стратегией понимается одно состояние режимного параметра. Исход игры при совокупности двух стратегий различных игроков обозначим символом $Q_{kp} = \{a_k, \beta_p\}$. Исходом каждой игры является определенная выработка электроэнергии и потери, полученные по (3-16). Можно составить матрицу, совокупность строк и столбцов которой дает возможные комбинации. Столбцы матрицы включают стратегии β_1, \dots, β_n , а строки — стратегии a_1, \dots, a_m .

В практических задачах отдельные стратегии, которые будем называть чистыми, могут иметь различные вероятности. Пусть вероятности стратегий a_1, \dots, a_m будут x_1, x_2, \dots, x_m , а вероятности стратегий β_1, \dots, β_n будут y_1, \dots, y_n . В наших задачах вероятности появления тех или иных графиков нагрузки могут определяться на основе статистики прошлых лет или при статистическом моделировании. Так, во многих работах показывается, что отклонение нагрузки от прогнозируемой подчиняется нормальному закону. Вероятности напоров с достаточной степенью точности определяются диспетчерским графиком сработки и заполнения водохранилища. На основе чистых стратегий и их вероятностей можно составить смешанные стратегии игрока первого $x = (x_1 a_1; \dots; x_m a_m)$ и второго $y = (y_1 \beta_1; \dots; y_n \beta_n)$. Тогда средняя полезность выбора каких-либо смешанных стратегий равна для игрока 1 математическому ожиданию

$$M_1(x, y) = \sum_{k,p} x_k a_{kp} y_p,$$

а для игрока 2 математическому ожиданию

$$M_2(x, y) = \sum_{k,p} x_k \beta_{kp} y_p.$$

Анализируя математические ожидания, полученные для смешанных стратегий игроков 1 и 2, определяем га-

гарантированный минимальный или максимальный уровень выгоды при изменении стратегий одного из игроков. Можно определить такую стратегию 1-го и 2-го игроков, при которой обеспечивается максимум гарантированного платежного уровня одному из игроков. Допустим, что надо определить гарантированный эффект по заданному критерию при изменении напоров, тогда необходимо найти то минимальное значение величин $M_2(x, y)$, которое будет иметь место при всех вариациях графиков нагрузки. С этой целью применяется минимаксный критерий

$$V_1 = \min_x \{ \max_y M_2(x, y) \}. \quad (3-18)$$

Если бы требовалось определить гарантированный эффект по заданному критерию при изменении графиков нагрузки, то минимаксный критерий

$$V_2 = \min_y \{ \max_x M_1(x, y) \}. \quad (3-19)$$

Используя критерий V_1 и V_2 , можно получить величину наименьших потерь выработки электроэнергии по критерию (3-6). Применяя максиминные критерии, можно оценить и наибольшие потери. При этом для первого игрока

$$V'_1 = \max_y \{ \min_x M_2(x, y) \}, \quad (3-20)$$

а для второго игрока

$$V'_2 = \max_x \{ \min_y M_1(x, y) \}. \quad (3-21)$$

Приведем пример расчета для Новосибирской ГЭС смешанных стратегий. Они отражают изменчивость напоров и графиков нагрузки. Изменчивость напоров определялась как случайная совокупность в границах, соответствующих диспетчерским графикам сработки и заполнения водохранилища. Изменчивость графиков нагрузки находилась в пределах 10%. При этом получены такие результаты: $V_1=1,27$; $V_2=2,26$; $V'_1=1,36$; $V'_2=2,06$.

Следовательно, потери выработки электроэнергии при определенных вариациях x и y будут меняться от 2,26 до 1,27 млн. кВт·ч. Если рассчитать достаточное количество вариаций, то можно получить крайние значения принятого критерия оптимизации. В нашем примере было просчитано примерно 400 вариаций, которые показали, что $\Delta E=1,15 \div 4,4$ млн. кВт·ч.

НАТУРНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

4-1. ДОСТОВЕРНОСТЬ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОАГРЕГАТОВ

Широкое применение оптимизационных методов для решения задач планирования и управления режимами энергосистем и электростанций делает актуальной проблему выявления качества исходной информации. Объем исходной информации в режимных задачах достаточно велик, характер ее разнообразен, и во многих случаях информация не имеет нужной достоверности. К исходным данным, играющим существенную роль в режимных задачах, относятся и характеристики гидроагрегатов.

Анализ энергетических характеристик гидроагрегатов показывает, что натурные характеристики однотипных агрегатов различны и различие их зависит от гидравлических, гидродинамических, механических, электротехнических и других условий работы отдельных агрегатов и гидроузлов, которые меняются при эксплуатации. Не выявлено каких-либо общих закономерностей, позволяющих судить о различии характеристик однотипных агрегатов, но установлено, что натурные характеристики гидротурбин отличаются от характеристик, полученных путем пересчета по формулам подобия данных модельных испытаний.

Все факторы, определяющие различие характеристик, можно разделить на постоянные и переменные. Под постоянными имеются в виду факторы конструктивного характера, которые сохраняются неизменными при постоянстве соответствующих конструкций, элементов и узлов оборудования, схем управления и др. Под переменными имеются в виду факторы режимного характера, которые меняются и зависят от режимов работы оборудования и сооружений.

Постоянные факторы могут оказывать различное влияние на индивидуальные характеристики агрегатов, но выявление этого влияния требует более или менее одновременных усилий. Действительно, если при строительстве ГЭС допущена некоторая разница, например, в установке закладных частей проточной части агрегатов, то влияние этого на характеристики ГЭС будет ска-

зываются постоянно в одном количественном и качественном выражении. Также обстоит дело и с другими постоянными факторами. Другое дело — переменные факторы. Их влияние может быть большим или меньшим при той или иной конкретной ситуации по условиям работы ГЭС.

В общем случае при прочих равных условиях к. п. д. агрегата

$$\eta = \eta_n \pm \Delta\eta_n \pm \Delta\eta_p \pm \Delta\eta_k, \quad (4-1)$$

где η_n — к. п. д. при натуральных испытаниях; $\Delta\eta_n$ — погрешность натуральных испытаний; $\Delta\eta_p$ — поправка за счет изменчивости режимных факторов; $\Delta\eta_k$ — поправка за счет изменчивости конструктивных особенностей агрегата. Следовательно, изменчивость к. п. д. агрегата

$$\varepsilon = |\Delta\eta| = \Delta\eta_n + \Delta\eta_p + \Delta\eta_k. \quad (4-2)$$

Естественно, что величина ε оказывает влияние на оптимизационный алгоритм и эффективность режимов ГЭС. Изменчивость характеристик за счет конструктивных факторов является следствием старения агрегатов в процессе их эксплуатации. Величина $\Delta\eta_k$ может быть выявлена при систематическом проведении натуральных энергетических испытаний, но ввиду сложности испытания проводятся эпизодически. Величина $\Delta\eta_p$ зависит от многообразия электрических, энергетических, гидравлических и гидродинамических режимов агрегатов, которые не только нельзя имитировать при натуральных испытаниях, но зачастую нельзя выявить при тех возможностях, которые имеются при эксплуатации. Наконец, говоря о погрешности натуральных испытаний, также следует помнить, что величина $\Delta\eta_n$ определяется как предельная либо вероятностная погрешность и, следовательно, точное значение погрешностей также неизвестно. Таким образом, мерой достоверности к. п. д. агрегата является величина

$$\Delta\eta = \Delta_n + \Delta_p + \Delta_k, \quad (4-3)$$

где Δ_n , Δ_p , Δ_k — погрешности определения величин $\Delta\eta_n$, $\Delta\eta_p$, $\Delta\eta_k$ соответственно.

Для определения изменчивости характеристик представим к. п. д. агрегата в соответствии с этапами технологического процесса

$$\eta = (\eta_t \pm \Delta\eta_t) (\eta_r \pm \Delta\eta_r) (\eta_{в.с} \pm \Delta\eta_{в.с}), \quad (4-4)$$

где η_t , η_r , $\eta_{в.с}$ — соответственно к. п. д. турбины, генератора и водоподводящих сооружений для расчетных режимов; $\Delta\eta_t$, $\Delta\eta_r$, $\Delta\eta_{в.с}$ — поправки, учитывающие изменчивость к. п. д. Если произвести преобразование этого выражения и пренебречь малыми величинами, не имеющими практического значения, получим выражение для поправки к. п. д. агрегата:

$$|\Delta\eta| = \eta (\delta_t + \delta_r + \delta_{в.с}), \quad (4-5)$$

где $\delta_t = \Delta\eta_t/\eta_t$; $\delta_r = \Delta\eta_r/\eta_r$; $\delta_{в.с} = \Delta\eta_{в.с}/\eta_{в.с}$.

Каждая из величин определяется структурной формулой (4-2), т. е. погрешностью испытаний, конструктивными и режимными факторами. Обобщенная количественная оценка величины $\Delta\eta$ встречает трудности из-за отсутствия необходимых статистических данных, но расчеты, выполненные по отдельным ГЭС показывают, что только за счет режимных факторов $\delta_t = 0,2 \div 0,5\%$; $\delta_r = 0,1 \div 0,3\%$; $\delta_{в.с} = 0,2 \div 0,4\%$. При определении этих значений учитывалась изменчивость к. п. д. генератора за счет $\cos \phi$, потерь напора на сорудерживающих решетках от их состояния, уровней нижнего бьефа за счет неустановившегося режима. Если принять условно, что погрешность к. п. д. агрегата от постоянных факторов равна $0,1 - 0,5\%$, то изменчивость характеристик $|\varepsilon| = 0,6 \div 2,2\%$.

Пример характеристики агрегата с учетом ее достоверности показан на рис. 4-1, где даются лучшая по к. п. д. характеристика (агрегат № 3 Новосибирской ГЭС) и диапазон ее изменения при постоянной мощности (вертикальная штриховка) в зависимости от режимных и конструктивных факторов. В этой зоне точки характеристики должны либо рассчитываться как вероятностные, либо моделироваться, например, с использованием теории игр. Показательно сравнение характеристики агрегата № 3 с характеристикой худшего агрегата № 7. Учет меры достоверности может существенно

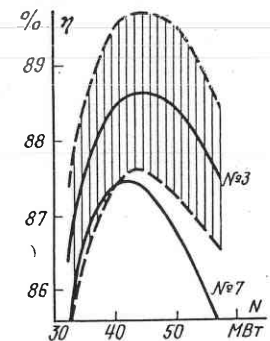


Рис. 4-1 Зона неопределенности рабочей характеристики агрегата № 3 Новосибирской ГЭС при $H=17$ м.

уменьшить или увеличить различие между агрегатами. Видимо, в ряде случаев можно представлять все или часть агрегатов одной осредненной характеристикой и не учитывать индивидуальность отдельных агрегатов. Это значительно упростит расчеты по выбору оптимальных режимов ГЭС.

Из сказанного выше сделаем небольшое заключение. Так как погрешности рабочих характеристик могут достигать до одного и более процентов, то в каждом случае требуется детальное обоснование возможности использования их для решения оптимизационных задач. Наиболее существенную роль в общей погрешности к. п. д. агрегатов составляют погрешности измерения, поэтому к точности энергетических испытаний должны предъявляться самые строгие требования. Кроме того, существенную роль играют режимные факторы, оказывающие влияние на к. п. д. агрегатов. Выявление их во многих случаях может существенно повысить точность характеристик.

4-2. РАЗЛИЧИЕ НАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОАГРЕГАТОВ

Энергетические характеристики гидроагрегатов можно представить в абсолютных, относительных и дифференциальных показателях. Наибольшее распространение имеют две группы характеристик: рабочие и эксплуатационные.

Рабочие характеристики показывают связь к. п. д. агрегата с его мощностью или расходом при постоянном напоре, т. е. $\eta = \eta(N)$ и $\eta = \eta(Q)$ при $H = \text{const}$. Эксплуатационная универсальная характеристика имеет две модификации: $H = H(N, \eta)$ либо $H = H(Q, \eta)$. Эксплуатационная расходная характеристика показывает связь между мощностью и расходом при постоянном напоре, т. е. $Q = Q(N)$ при $H = \text{const}$. Кроме того, применяются различные дифференциальные характеристики. Методика построения характеристик агрегатов широко освещена в литературе [Л, 8, 39].

Использование тех или иных характеристик определяется видом режимных задач, возникающих в эксплуатации, и методами их решения. Эксплуатационные характеристики широко используются в задачах планирования мощности, для расчетов суточных балансов стока на ГЭС, для оценки потерь расхода при неоптимальных режимах оборудования и пр. Чаще всего используется

эксплуатационная расходная характеристика, так как по ней решаются обе типовые задачи эксплуатации, т. е. по заданному расходу определяется мощность агрегата или, наоборот, по заданной мощности определяется требуемое количество воды. Рабочие характеристики в наглядной форме дают представление об эффективности работы агрегата, но так как величины к. п. д. не измеряются, эти характеристики применяются, главным образом, для расчетов, а не для контроля за режимами агрегатов.

Широко используются рабочие характеристики для настройки или проверки комбинаторной связи поворотно-лопастных гидротурбин. В этом случае могут применяться не сами рабочие характеристики, а их разновидность — рабочие характеристики в относительных единицах $A\eta = f(N)$ при $H = \text{const}$. Подробно получение и использование таких характеристик освещается в [Л, 5, 47].

Сравнительная оценка энергетических характеристик однотипных агрегатов может производиться по различным показателям, но для режимных задач, рассматриваемых в предыдущих главах, основными (например, для рабочих характеристик) являются следующие показатели сравнения:

1. Отличие к. п. д. различных гидроагрегатов $\Delta\eta_z$ при постоянных мощностях и напоре. Этот показатель может быть получен по отношению к характеристике, принятой за базовую, при сопоставлении характеристик любых двух агрегатов и как диапазон изменения к. п. д. для нескольких сравниваемых агрегатов. Величина показателя $\Delta\eta_z$ позволяет судить о степени индивидуальности отдельных агрегатов.

2. Абсолютное изменение к. п. д. каждого агрегата $\Delta\eta_N$ при переменных мощностях и постоянном напоре. Этот показатель важен не только для суждения о выгодности загрузки или разгрузки агрегата, но и для выбора способа аппроксимации энергетических характеристик при расчетах на ЭЦВМ.

3. Изменчивость к. п. д. каждого агрегата при постоянной мощности и переменном напоре $\Delta\eta_H$. Эта величина нужна для выбора шага квантования характеристик по напорам. Для расчетов необходимо иметь столько рабочих или расходных характеристик, сколько требуется для получения нужной точности.

Приведем пример, характеризующий индивидуальные качества однотипных агрегатов ГЭС. На рис. 4-2 даны натурные характеристики отдельных агрегатов Горьковской ГЭС, полученные при полных энергетических испытаниях; видна неравномерность изменения рабочих характеристик при различных напорах и мощностях агрегатов. Максимальные к. п. д. агрегата № 1 в рабочем диапазоне по напорам меняются на 6,5, агрегата № 2 — только на 1%. В других точках отличие по к. п. д. иное, например в зоне больших мощностей при 45 МВт для агрегата № 1 отличие составляет 15%, для агрегата № 2 — 11,6%. При минимальных же мощностях различие наибольшее. Эти примеры говорят о том, что характеристики

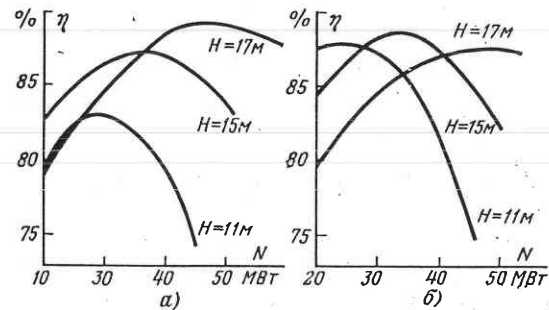


Рис. 4-2. Рабочие характеристики агрегатов Горьковской ГЭС.
а — агрегата № 1; б — агрегата № 2.

однотипных агрегатов могут иметь сугубо индивидуальную форму и значительно различаются.

Очень часто задачи по оптимизации режима и состава агрегатов решаются при постоянных напорах ГЭС, поэтому большой интерес представляют показатели сравнительной оценки различных агрегатов, например величина $\Delta \eta_z$. На примере той же Горьковской ГЭС видим, что при $H=17$ м и $N=50$ МВт характеристики агрегатов № 1 и 2 различаются по к. п. д. на 1,3%; при $H=17$ м и $N=20$ МВт их различие составляет всего 2%, а при минимальном напоре $H=11$ м и $N=20$ МВт — 5,5%, т. е. различие характеристик очень велико.

Диапазон изменения к. п. д. однотипных агрегатов для нескольких ГЭС показан на рис. 4-3,а, на котором зоне А соответствует изменение рабочих мощностей агрегатов от 0 до 50% их установленной мощности. В зоне В мощность агрегатов меняется в пределах от 50 до 100% установленной, что соответствует в среднем наименьшим регулирующим способностям гидроэлектростанций. Отличие характеристик в зоне А больше, чем в зоне В, и особенно оно велико при малых нагрузках. Кроме того, на рис. 4-3,а нанесены линии различной достоверности, соответствующие вероятностным погрешностям натурных испытаний: I — соответствует условиям, при которых погрешность снятия натурных характеристик при полных энергетических испытаниях наименьшая и на всех агрегатах имеет

одинаковые знак и величину; II — характеристики агрегатов получены при полных энергетических испытаниях и их погрешности наибольшие и различны по знаку; III — характеристики сняты при упрощенных энергетических испытаниях, а их погрешности наибольшие, различны по знаку и одинаковы по величине; II' и III' — соответствуют II и III, но при минимальной погрешности испытаний. Из этого же рисунка видно, что во многих случаях зона неопределенности меньше различия и, следовательно, индивидуальность агрегатных характеристик сохраняется. Вместе с тем может оказаться целесообразным осреднение характеристик группы агрегатов, если погрешность измерений при проведении натурных испы-

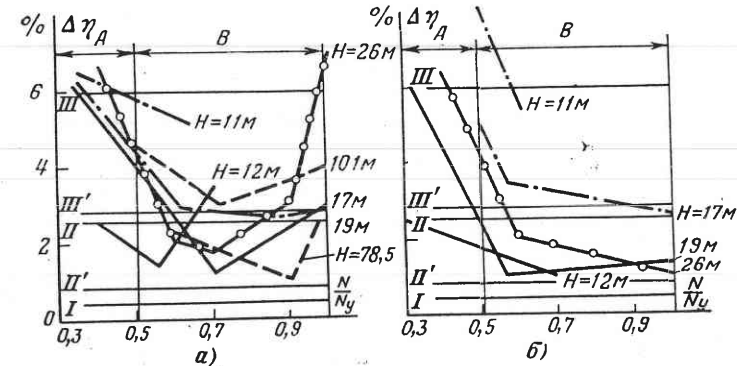


Рис. 4-3. Диапазон изменений к. п. д. натуральных характеристик ГЭС.

а — для полного состава агрегатов; б — для неполного состава без худшего по к. п. д. агрегата; — — — Новосибирская ГЭС; — — — Братская ГЭС; - - - - Горьковская ГЭС; —○— Иркутская ГЭС.

таний играет существенную роль и соизмерима с различием характеристик. Даже в условиях II' и III' в основной режимной зоне по мощности агрегатов (зона В) индивидуальность агрегатов часто стирается. В условиях же II и III агрегаты следует представлять одной осредненной характеристикой, которая также будет иметь некоторую зону неопределенности.

Представляет интерес анализ изменчивости характеристик при неполном составе. Действительно, в среднем ГЭС работают только часть времени полным составом, причем чаще всего отключаются худшие агрегаты. На рис. 4-3,б показан такой случай, когда из полного состава исключены один-два агрегата, имеющие низшие к. п. д. Ниже линии II оказываются характеристики Новосибирской ГЭС — при $H=19$ м; Иркутской ГЭС — при $H=26$ м и др. В таких случаях достаточно построить одну осредненную характеристику, которая распространяется на все агрегаты.

Можно использовать различные принципы построения осредненных характеристик агрегатов. Наиболее часто производится осреднение к. п. д. агрегатов при

постоянной мощности. Средний к. п. д.

$$\bar{\eta} = \frac{\sum_i \eta_i}{Z},$$

где $i=1, 2, \dots, n$ — номер агрегата; Z — число агрегатов.

Возможно осреднение мощности при постоянном к. п. д. всех агрегатов. Средняя мощность

$$\bar{N} = \frac{\sum_i N_i}{Z}.$$

Оба способа являются приближенными.

Наконец, можно найти значения к. п. д. станции при условии работы каждого агрегата с постоянной мощностью. Этот способ является более точным, и средний к. п. д. ГЭС

$$\bar{\eta} = \frac{N_i Z}{\sum_i \frac{N_i}{\eta_i}} = \frac{Z}{\sum_i \frac{1}{\eta_i}}.$$

Возникает вопрос о погрешности упрощенных способов построения осредненной характеристики. Экспериментальные расчеты показывают, что погрешность находится в пределах 0,2—0,6%, т. е. соизмерима с погрешностью измерений при натуральных испытаниях и влиянием случайных факторов, и, следовательно, в общем случае не следует прибегать к упрощенным способам построения осредненной характеристики.

4-3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АГРЕГАТОВ

Дифференциальные характеристики агрегатов $q = q(N, H)$ или, как их называют, характеристики относительных приростов используются в различных оптимизационных задачах, например при распределении нагрузки между агрегатами и электростанциями, и характеризуют экономичность работающего оборудования в различных режимных зонах. Представляет интерес различие, монотонность и погрешность дифференциальных характеристик.

Широко используется характеристика $q = q(N)$ при $H = \text{const}$, которая может быть получена при дифферен-

цировании характеристики потерь или рабочей характеристики агрегата. В последнем случае относительные приросты расхода воды при изменении мощности агрегата

$$q = \frac{dQ}{dN} = \frac{1}{9,81 H \eta^2} \left(\eta - N \frac{d\eta}{dN} \right). \quad (4-6)$$

Использование расходных характеристик для построения дифференциальных в большинстве случаев не обеспечивает необходимой точности. Сравнительные оценки дифференциальных показателей даны на примере конкретных ГЭС и приведены в табл. 4-1.

Таблица 4-1

Относительные изменения величин q агрегатов, %

Гидроэлектростанция	Среднее различие	Максимальное различие
Новосибирская	7	20
Иркутская	12	30
Братская	12	50

Считается [Л. 8, 9], что удовлетворительные результаты при распределении нагрузки по методу относительных приростов могут быть получены при точности характеристик 5%, и, следовательно, в наших примерах недопустимо осреднение дифференциальных характеристик.

Характеристики относительных приростов не всегда удовлетворяют условию монотонности, по которому первая производная функции должна быть положительной. Нарушение условия монотонности часто наблюдается на характеристиках, полученных по данным модельных испытаний и, тем более, на натуральных характеристиках, полученных более грубыми способами. Например, характеристики относительных приростов агрегатов Братской и Красноярской ГЭС имеют минимум в рабочей зоне по мощности, т. е. левая ветвь загнута вверх. Характеристики агрегатов Иркутской ГЭС имеют в диапазоне средних мощностей «горб».

В литературе уже встречались высказывания о необходимости построения дифференциальных характеристик при модельных испытаниях, что позволит устранить некоторые случайные погрешности измерений. Видимо,

такое же предложение справедливо еще в большей степени для натуральных характеристик агрегатов, где неизбежны случайные погрешности при измерении расхода, мощности и напора.

Погрешности дифференциальных характеристик определяются теми же причинами, что и погрешности рабочих, однако ввиду того, что дифференциальные показатели более чувствительны к различного рода неточностям измерений абсолютных показателей, особое значение приобретают погрешности построения. Характеристики относительных приростов исследовались многими авторами и в большинстве случаев выявлялась необходимость их сглаживания. Как правило, характеристики относительных приростов, построенные по рабочим или расходным характеристикам, имеют большой разброс точек, поскольку дифференциальные показатели чувствительны к малейшим, почти незаметным, неточностям этих характеристик. Кроме погрешности сглаживания имеются погрешности осреднения, появляющиеся при исправлении тех точек, в которых нарушается условие монотонности. В наших расчетах погрешности сглаживания достигали значений 1—5, а осреднения 2—10%. Используя данные § 4-4, можно определить предельные и вероятностные погрешности дифференциальных показателей, найденных по результатам натуральных замеров. Результаты расчетов: относительные предельные и вероятностные погрешности при полных натуральных испытаниях соответственно равны $\delta_q = 0,3\%$, $\delta^*_q = 0,2\%$; аналогично при упрощенных энергетических испытаниях $\delta_q = 1,6\%$, $\delta^*_q = 1,2\%$. Из сопоставления приведенных результатов видно, что погрешности построения могут быть значительно больше, чем погрешности расчета дифференциальных показателей агрегатов.

Всякое исправление характеристик относительных приростов агрегатов должно было бы сопровождаться соответствующими исправлениями рабочих или расходных характеристик. Легко подсчитать, что исправление дифференциального показателя требует такого же количественного исправления к. п. д. агрегата. Конечно, нельзя произвольно исправлять рабочие характеристики, особенно в тех случаях, когда исправления достигают нескольких процентов. Поэтому в большинстве случаев исправление дифференциальных показателей не сопровождается исправлением абсолютных и относи-

тельных показателей и энергетические характеристики оказываются несогласованными. Эта несогласованность вносит дополнительную погрешность в характеристики станции $q_T = q_T(N_T, H_T)$, так как линии включения агрегатов берутся в соответствии с расходными или рабочими характеристиками. Таким образом, на стационарной характеристике на исправленные характеристики относительных приростов наносятся действительные линии включения агрегатов.

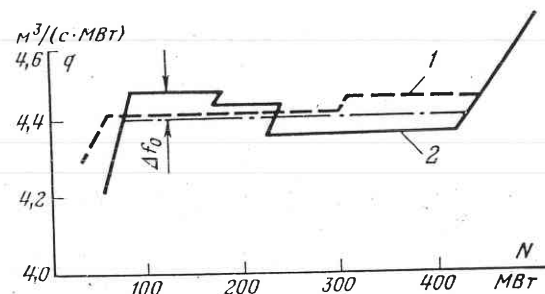


Рис. 4-4. Характеристики относительных приростов Иркутской ГЭС, $H = 26$ м.
1 — для лучшего по к. п. д. состава агрегатов; 2 — для худшего по к. п. д. состава агрегатов.

Построение характеристики станции по методу выравнивания площадок слева и справа от линии включения [8, 9] может сопровождаться нарушением монотонности характеристики станции и дополнительной погрешностью осреднения Δf_0 (рис. 4-4). Наконец, вообще следует обратить внимание на тот факт, что стационарные дифференциальные характеристики для разнотипных агрегатов, как правило, не удовлетворяют условиям монотонности, особенно в том случае, когда к лучшим по к. п. д. агрегатам подключаются худшие (линия 2, рис. 4-4). В этом случае погрешности осреднения могут достигать 10% и более, и, следовательно, возможность использования таких характеристик для каких бы то ни было расчетов сомнительна. Из этого же рисунка видно влияние состава агрегатов на дифференциальные характеристики (линия 1 соответствует лучшему, а линия 2 — худшему составу).

Исследования дифференциальных характеристик агрегатов $q = q(N, H)$ проводились на примере натуральных

характеристик Новосибирской, Горьковской, Каховской, Братской и Кременчугской ГЭС. Кроме того, изучались характеристики, полученные по данным модельных испытаний Красноярской, Братской и Новосибирской ГЭС. На базе этих исследований и некоторых литературных данных проведена систематизация возможных форм характеристик относительных приростов агрегатов (рис. 4-5). Характеристики типов *A* и *D* по-

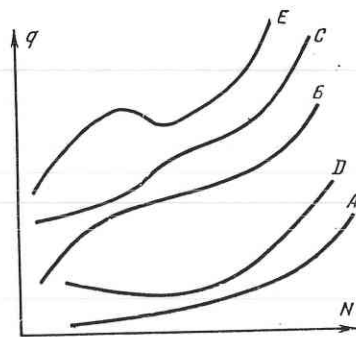


Рис. 4-5. Характерные типы натуральных характеристик относительных приростов.

получаются по данным модельных испытаний. В действительных условиях чаще всего встречаются характеристики типов *A*, *B* и реже — *D*. В отдельных случаях встречаются характеристики типов *C* и *E*. Статистика имеется только для равнинных гидроэлектростанций и позволяет высказать некоторые общие суждения. Можно заключить, что в основном характеристики относительных приростов агрегатов ГЭС имеют монотонный характер, но форма их может значительно отличаться от характеристик, определяемых по данным модельных испытаний. Нарушение монотонности характеристик чаще всего имеет место в зоне минимальных мощностей агрегатов, где абсолютный эффект невыгоднейшего распределения нагрузки не является определяющим, поэтому допустимо их исправление. В отдельных случаях нарушение монотонности может иметь место в зоне повышенных мощностей агрегатов и, следовательно, будет оказывать заметное влияние на эффект оптимизации. Изучение этих случаев должно проводиться индивидуально.

Рабочие характеристики отдельных агрегатов и изменчивость к. п. д. характеризуются также дифференциальным показателем $q_N = dQ/dH$. Расчеты на примере тех же станций показывают, что численные значения величин q_N могут меняться от 0 до 10%. При больших значениях мощностей на агрегатах всякое изменение напора ГЭС существенно меняет рабочую характеристику агрегата и показатель q_N . Таким образом, и этот диф-

ференциальный показатель подтверждает существенное различие в индивидуальных характеристиках однотипных агрегатов гидроэлектростанций.

4-4. ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ И РЕЖИМНЫХ ФАКТОРОВ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АГРЕГАТОВ

Из числа постоянных факторов, определяющих различие характеристик однотипных агрегатов, можно назвать следующие: выполнение проточных частей рабочих колес и других узлов турбин; выполнение гидрогенераторов; настройка регуляторов скорости гидротурбин; настройка комбинаторных связей поворотного-лопастных турбин; техническое состояние тех узлов гидроагрегатов, от которых зависят потери расхода и напора, например уплотнений направляющего аппарата; износ гидротурбин от разрушающего действия кавитации и наносов и др. Переменные факторы также весьма многообразны: гидравлический режим верхнего бьефа — неравномерность подхода потока к напорным трубопроводам турбин; степень засорения сороудерживающих решеток; неустановившийся режим в нижнем бьефе; неустановившиеся процессы в гидротурбинах; кавитация в гидротурбинах; режим реактивных мощностей гидрогенераторов и др.

Приведем некоторые примеры количественного влияния отдельных факторов, соответствующие конкретным ГЭС. Существенное влияние на к. п. д. агрегатов оказывает комбинаторная связь. Комбинаторная связь турбины — характеристика $a_0 = a_0(\varphi)$, где a_0 — открытие направляющего аппарата; φ — угол разворота лопастей рабочего колеса. Эта характеристика обеспечивает лучший к. п. д. во всех режимах агрегатов [Л. 39]. При изготовлении турбин, когда натурные характеристики агрегатов отсутствуют, комбинаторная связь определяется по данным модельных испытаний и естественно, что для однотипных турбин она принимается одинаковой. Лишь в условиях эксплуатации может быть определена комбинаторная связь, соответствующая действительным характеристикам агрегатов. Однако для того, чтобы регулирование турбины происходило по новой комбинаторной связи, требуется проведение определенного комплекса реконструктивных мероприятий [Л. 41]. Например, для Горьковской ГЭС уточнение комбинатор-

ной связи позволило повысить к. п. д. агрегатов в определенных режимах на 4%, на Новосибирской ГЭС оптимальная комбинаторная связь имела расхождение с заводской до 8—9° по углу разворота лопастей, что соответствовало изменениям к. п. д. на 3—5% [Л. 3]. Нельзя также считать, что уточнение комбинаторной связи по данным натурных испытаний может устранить влияние этого фактора, так как за счет старения агрегата меняются его характеристики и оптимальность комбинаторной связи частично утрачивается. Настройка комбинаторной связи по данным натурных испытаний приводит в среднем к изменению к. п. д. агрегатов на 1—2%. При этом также уменьшается различие в характеристиках агрегатов, например максимальные к. п. д. отличаются друг от друга на $\pm (0,5 \div 1) \%$. Если же комбинаторная связь соответствует данным модельных испытаний, это различие может доходить до $\pm (1 \div 2) \%$. Кроме того, при правильной настройке характеристики агрегатов становятся более пологими.

Большое значение для устранения разницы в характеристиках при прямом и обратном ходе, которая появляется за счет люфтов в системе регулирования, имеет настройка системы регулирования. Так, на Новосибирской ГЭС при натурных энергетических испытаниях [Л. 3] было выявлено, что за счет люфта на агрегатах № 4, 5, 6 при прямом и обратном ходе имела разницу в развороте лопастей при прочих равных условиях до 2°, что соответствует величинам к. п. д. 2—3%. Такие же величины были выявлены и на многих других станциях. Следует отметить, что во многих случаях и после настройки регуляторов скорости не удается устранить полностью люфты, что приводит к постоянному различию характеристик агрегатов на прямом и обратном ходе, но отличие к. п. д. при этом не превышает 0,1—0,2%.

Очень большое влияние на различие в характеристиках оказывает износ от кавитации и истирания наносами. Так как практически все турбины в той или иной степени подвержены действию кавитации и большая часть — истирающему действию наносов, рабочие характеристики агрегатов также подвержены изменениям. На станциях с интенсивными кавитационными разрушениями гидротурбин изменения рабочих характеристик могут быть весьма значительными. Так, уникаль-

ным является пример Канакирской ГЭС (установлены РО турбины), где имелись случаи снижения к. п. д. за год на 5—10% (рис. 4-6). Характерным является то, что кавитационный износ меняет рабочие характеристики и по форме и по абсолютной величине. Значительные изменения могут быть и для поворотных гидротурбин. Имелись случаи, когда к. п. д. поворотной турбины через полтора года работы снизился на 5—10% в различных точках.

Проектные, исследовательские и эксплуатационные организации добились больших успехов в деле борьбы с кавитационными явлениями, но эти явления пока полностью не устранены. Изменения же к. п. д. не столь значительны, как это было приведено в вышеуказанных примерах. Типичный масштаб для большинства станций можно оценить на примере Новосибирской ГЭС, на которой снижение к. п. д. агрегата за межремонтный период составляют 0,5—1%. Подобные явления имеют место при истирающем действии наносов, что характерно, например, для многих ГЭС Средней Азии. Определить точно влияние этих факторов на текущие значения

к. п. д. невозможно, так как нет способов контроля или расчета кавитационных разрушений. Кроме того, опыт эксплуатации показывает, что явления износа турбин от кавитации и наносов и вызываемые ими изменения характеристик агрегатов столь индивидуальны, что в данном случае бессильна и статистика. Не известно сколько-нибудь обобщающих заключений на эту тему, поэтому и подход к оценке этого явления на каждой станции должен быть сугубо индивидуальный. По всей вероятности, на станциях, где агрегаты подвержены интенсивному разрушению от кавитации и наносов, необходимо проводить систематические испытания по снятию рабочих характеристик. Периодичность испытаний должна устанавливаться на основе требуемой точности характеристик и предварительно полученных

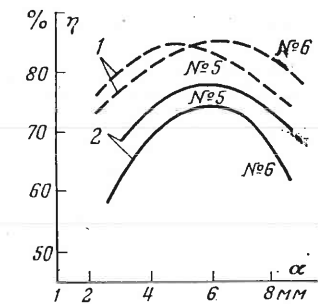


Рис. 4-6. Изменения рабочих характеристик от разрушающего действия кавитации.

1 — до капитального ремонта; 2 — после капитального ремонта; α — открытие направляющего аппарата.

в эксплуатации данных об интенсивности разрушения гидротурбин. На станциях со слабо развитыми явлениями разрушения гидротурбин от кавитации и наносов энергетические испытания могут проводиться значительно реже, например до и после капитальных ремонтов агрегатов. Критерием также может являться только требуемая точность исходных данных.

Однако в общем случае различие в характеристиках гидроагрегатов определяется неизменными факторами, т. е. выполнением проточных частей турбин, профилей рабочих колес и др. Выявление этих факторов производится при периодических энергетических испытаниях.

Некоторые данные о влиянии переменных факторов приведем на примере одной гидроэлектростанции, в котором была сделана попытка оценить влияние неравномерности подхода потока к агрегатным блокам для Новосибирской ГЭС. Для этого проводились упрощенные энергетические испытания на первом агрегате, причем в первом случае при увеличении нагрузки на станции подключались агрегаты, соседние с первым, т. е. № 2, 3 и т. д., а во втором — наиболее удаленные от первого: 7, 6 и т. д. Полученные результаты показали, что наибольшее абсолютное отклонение в значениях к. п. д. доходит примерно до 0,6%.

Приведенный пример нельзя считать исчерпывающим и на основе его сделать вывод о количественном влиянии неравномерности потока на характеристики агрегата, но эти результаты говорят о необходимости исследования данного вопроса в каждом конкретном случае.

Также была сделана попытка оценить влияние неустановившегося режима потока в гидротурбине при регулировании ее нагрузки на характеристики агрегатов. С этой целью в 1962 г. были проведены специальные испытания на гидроагрегате № 5 Новосибирской ГЭС. Методика опыта заключалась в том, что на агрегате, работающем на ручном управлении (на ограничителе открытия), производилось быстрое изменение нагрузки в пределах 10—20 МВт и регистрировалось изменение мощности и перепада давления в спиральной камере турбины. Результаты испытаний показали, что неустановившийся режим в моменты установления мощности оказывает незначительное влияние на величину к. п. д., т. е. этот фактор можно считать несущественным.

Рассмотрим влияние на характеристику агрегата к. п. д. генератора. Так, практическое изменение $\cos\phi$ для генераторов Новосибирской ГЭС меняет к. п. д. агрегатов на 0,5—1%. Такого рода поправки могут быть частично учтены путем корректировки характеристик агрегатов, так как имеются рабочие характеристики генераторов и планируется режим агрегатов по активным и реактивным мощностям. Однако ввиду ошибки прогнозирования мощностей станции и агрегатов точный учет этого фактора произвести нельзя.

Наконец, из переменных факторов рассмотрим те, которые влияют на изменение напора нетто гидротурбины:

$$H_n = H_b - \Delta H,$$

где H_n — напор нетто агрегата; $H_b = \bar{Z}_{в.б} - \bar{Z}_{н.б}$ — напор брутто агрегата; ΔH — потери напора на сороудерживающих решетках и в водоподводящих сооружениях; $\bar{Z}_{в.б}$, $\bar{Z}_{н.б}$ — отметки соответственно верхнего и нижнего бьефов в зоне агрегатных блоков.

Так как на большинстве станций датчики уровней верхнего и нижнего бьефов стоят не на каждом агрегате, а в одном-двух измерительных створах, то при определении напора брутто используют средние уровни по станции. Подобное осреднение вносит погрешность в величину напора агрегата, которая определяется характером перекоса водной поверхности и неустановившимся движением водного потока в нижнем бьефе ГЭС.

Перепад напора на сороудерживающих решетках зависит от их чистоты и может быть различным на гидротурбинах, поэтому напор нетто каждого агрегата также может отличаться. Датчики замера перепадов на решетках устанавливаются на каждом агрегате, но их назначение и точность измерения величины перепада не удовлетворяют условиям рассматриваемой задачи. Они ставятся для контроля за состоянием решеток, а не за оперативным наблюдением за величинами потерь напора на решетках. Рассмотрение материалов эксплуатации по ряду станций (Новосибирской, Иркутской, Волжской ГЭС имени Ленина) показывает, что изменчивость к. п. д. агрегата от величины ΔH находится в пределах десятых долей процента. Характерно и то, что изменения имеют место только в период открытого русла. В период закрытого русла решетки чистые и величина ΔH будет определяться только характеристика-

ми перепадов на решетках гидротурбин. В приведенных примерах напор нетто определялся с точностью до 0,2—0,5%, что вносит погрешность в значения к. п. д. агрегатов 0,01—0,1%.

Таблица 4-2

Влияние постоянных и переменных факторов на к. п. д. агрегатов

Фактор	Изменчивость к.п.д., %	Относительная погрешность к. п. д., %	Примечания
Износ турбин от кавитации и истирания наносами	До 2	0,1—0,3	Указанные значения погрешности можно получить при систематических натуральных испытаниях
Гидравлический режим верхнего бьефа	До 1	—	Требуются специальные исследования для определения погрешности
Режим генераторов	До 1	0,08—0,1	Указанные значения погрешности можно получить при оперативном прогнозировании режима реактивных мощности генераторов
Изменение напора нетто на агрегатах	0,1	0,01—0,05	Цифры определены при отсутствии датчиков замера напоров по агрегатным блокам
Влияние настройки комбинаторной связи	1	0,1—0,5	—
Влияние настройки системы регулирования (устранение люфтов)	0,5	0,05—0,1	—

В табл. 4-2 приведены данные о влиянии постоянных и переменных факторов, полученные, главным образом, на примере Новосибирской ГЭС. Они имеют ориентировочный характер и приведены лишь для того, чтобы показать порядок величин, характеризующих изменчивость и меру достоверности агрегатных характеристик.

4.5. КАЧЕСТВО НАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОАГРЕГАТОВ

Имеется несколько методов натуральных испытаний гидротурбин. Они отличаются способами измерения расхода воды, проходящего через турбину.

Наибольшее распространение получили два способа натуральных испытаний: полные энергетические испытания и упрощенные. Более точным считается первый способ, так как он основан на натурном замере расхода воды, проходящего через турбину.

Методы замера расхода, применяемые в настоящее время, являются недостаточно совершенными как со точки зрения их точности, так и с позиции удобства их использования. До сих пор определение турбинного расхода производится вертушечным способом. При значительных площадях входных сечений напорного трубопровода агрегата это связано с необходимостью использования большого числа вертушек, установленных в измерительном створе. Вертушки крепятся на специальной раме, которая перемещается с помощью подъемника. Каждое измерение требует много времени и людей, что препятствует устранению многих внешних факторов, влияющих на точность измерения, поэтому расход воды замеряется с существенной погрешностью. Кроме того, в процессе испытаний замеряются мощности и напоры агрегата также с некоторой погрешностью.

Погрешность натурального способа испытаний можно определить на основании формулы к. п. д. агрегата

$$\eta = \frac{N}{9,81HQ}$$

где N — активная мощность генератора; H — полезный напор турбины; Q — расход турбины. Предельная относительная погрешность измерения к. п. д. [Л. 12]

$$\delta_{\eta} = \delta_N + \delta_H + \delta_Q$$

Относительно необходимой точности измерения параметров режима гидроагрегата существуют различные мнения. В правилах приемных испытаний гидротурбин указано, что точность измерения расхода при вертушечных испытаниях должна составлять 1%; напора — 0,2%, мощности — 0,8%. Для таких значений предельная относительная погрешность $\delta_{\eta} = 2\%$. Имеются и другие рекомендации для проведения натуральных испытаний гидроагрегатов. В [Л. 39] указано, что точность измерения расхода должна составлять 0,2—0,3%. Такая точность получается только при многократных замерах расхода в одном и том же режиме. Рекомендуется проводить не менее двух замеров. Мощность агрегата так

же должна измеряться с ошибкой не более 0,1—0,2%. Это достигается применением при испытаниях прецизионных приборов, причем вся электроаппаратура должна быть протарирована для того коэффициента мощности, при котором испытывается агрегат. При натуральных испытаниях последнее особенно важно, так как увеличить число замеров для снижения погрешности довольно трудно ввиду большой трудоемкости каждого единичного замера. При этих условиях предельная относительная погрешность уменьшается до значения $\delta_{\eta} = 0,5 \div 0,7\%$.

Для режимных задач более правильными являются условия (см. выше), указанные в [Л. 39], так как эффективность режимных задач невелика.

Предельные погрешности встречаются редко, поэтому больший интерес представляют вероятностные погрешности, реализуемые с некоторой мерой достоверности. Вероятностные погрешности при использовании метода равных влияний [Л. 12] можно выразить как

$$\delta^* = \delta \sqrt{n}, \quad (4-7)$$

где δ — предельная относительная погрешность аргумента, определяемая по принципу равного влияния; n — число аргументов.

При повышении точности измерения всех величин можно считать равными погрешности их измерения, т. е. считать, что $\delta \approx \delta_N \approx \delta_H \approx \delta_Q$. При пониженной точности измерения величин, необходимых для расчета к. п. д. агрегата, погрешности не равны. Обычно погрешность измерения напора в несколько раз меньше погрешности измерения мощности и расхода. Ориентировочно можно считать, что погрешности измерения мощности и расхода примерно равны, а напора — в 4—5 раз меньше. Тогда получим вероятностные погрешности для приведенных выше двух условий испытаний соответственно:

$$\delta_1^* = 0,33 \cdot 0,7 \sqrt{3} \approx 0,4\%;$$

$$\delta_2^* = 0,4 \cdot 2 \sqrt{2,5} \approx 1,3\%.$$

Эти значения можно принять за погрешности измерения к. п. д. при полных энергетических испытаниях.

При упрощенных энергетических испытаниях точность определения параметров агрегата понижается, так

как расход воды, проходящей через агрегат, не измеряется, а определяется косвенным путем, например на основании перепада давлений h в двух точках измерительного створа спиральной камеры [Л. 5]. В этом случае считается, что расход турбины

$$Q = kh^m, \quad (4-8)$$

где k и m — постоянные коэффициенты, которые можно определить только при полных энергетических испытаниях. Коэффициент полезного действия агрегата

$$\eta = \frac{N}{9,81 kh^m H},$$

$$A\eta = \frac{N}{H h^m},$$

где $A = 9,81 k$ — постоянный множитель. В практике считается, что в среднем $m = 0,5$, тогда легко получить относительные к. п. д. агрегата

$$A\eta = \frac{\zeta N}{H \sqrt{h}}. \quad (4-9)$$

Испытания, при которых получаются относительные к. п. д. агрегатов, называются упрощенными, так как их программа достаточно проста и требует измерения только величин N , H , h . Естественно, что относительные к. п. д. не могут быть использованы для решения режимных задач, так как коэффициенты A и m различны для агрегатов. Переход же от относительных к. п. д. к абсолютным сопровождается дополнительными погрешностями.

В общем случае показатель степени m может быть больше или меньше принятой величины 0,5. Так, полные энергетические испытания, проведенные на Горьковской ГЭС, показывают, что значение $m = 0,495 \div 0,544$. В других источниках [Л. 5] указан еще больший диапазон и $m = 0,3 \div 0,49$. Однако в пределах одной станции показатель m меняется не более чем на $\pm 10\%$.

Изменения к. п. д. для двух сочетаний $m = 0,5$ и $m = 0,55$, $m = 0,5$ и $m = 0,495$ равны соответственно в первом случае 0,018%, а во втором — 0,022%. Эти значения можно принять за часть абсолютной погрешности к. п. д., определяемую показателем степени m . Относительная погрешность при этом составит $\delta_m = 0,02 \div 0,025\%$.

Перепад давления в спиральной камере замеряется также с погрешностью из-за пульсации потока и уровня столба жидкости или ртути в коленах измерительных дифманометров. Особенно сильная пульсация имеет место при больших нагрузках агрегатов. Ориентировочно, ввиду отсутствия более полных данных, погрешность, вносимая пульсацией, может быть принята по данным для Новосибирской ГЭС, где наибольшая пульсация столба жидкости в коленах водяного дифманометра составляет 10—20 мм. Если принять, что точность измерения равна 0,1% в пределах пульсирующей жидкости, то предельная относительная погрешность измерения перепада давления в спиральной камере турбины при $h=100\div 200$ мм вод. ст. равна $\delta_h=0,2\div 1\%$.

Наконец, существенное значение имеет точность определения величины k . При упрощенных энергетических испытаниях предполагается, что максимальные к. п. д. агрегата, полученные по данным натуральных и модельных испытаний, совпадают. Тогда

$$k = \frac{(A\eta)_{\max}}{9,81\eta_{M \max}}, \quad (4-10)$$

где $(A\eta)_{\max}$ — максимальный относительный к. п. д. агрегата по данным натуральных испытаний; $\eta_{M \max}$ — максимальный к. п. д. агрегата по данным модельных испытаний.

Погрешность определения величины k , которую еще называют коэффициентом расходомера, определяется несоответствием модельных и натуральных максимальных к. п. д., и для количественных показателей, приведенных в табл. 4-2, погрешность $\delta_k=1\div 2\%$.

Таким образом, общая относительная погрешность в значениях к. п. д. агрегатов при упрощенных энергетических испытаниях

$$\delta_{\eta y} = \delta_N + \delta_H + \delta_k + m\delta_h + \delta_m \approx (1,6 \div 4)\%. \quad (4-11)$$

Вероятностная погрешность упрощенных испытаний

$$\delta_{\eta y}^* = 0,33(\delta_N + \delta_H + m\delta_h) \sqrt{3} + \delta_k + \delta_m \approx (1,4 \div 3)\%.$$

В тех случаях, когда абсолютные значения погрешностей k и m не известны, можно пользоваться литературными данными о суммарной погрешности измерения расхода упрощенным способом. Так, в [Л. 47] на основании большого числа натуральных исследований установ-

лено, что в рабочей зоне гидротурбин по мощности разброс точек расхода для зависимости (4-7) составляет 1—1,5%.

Приведем еще один вариант получения рабочих характеристик. Если хотя бы однажды на агрегате проведены натурные испытания и определены при этом коэффициенты расходомеров всех агрегатов, то последующие испытания, проводимые по упрощенной программе, позволят получать к. п. д. более точные, чем в предыдущем случае. В этом случае предельные и вероятностные погрешности коэффициента расходомера будут соответственно равны $\delta_k = (0,4 \div 1,5)\%$ и $\delta_k^* = (0,3 \div 0,7)\%$.

Предельная и вероятностная погрешности к. п. д. агрегата составят $\delta_{\eta} = (1 \div 3,5)\%$ и $\delta_{\eta}^* = (0,7 \div 1,7)\%$.

Эти цифры достаточно близки к погрешностям при проведении полных натуральных испытаний, поэтому можно считать эти два способа равнозначными. Во всех дальнейших рассуждениях под упрощенными энергетическими испытаниями будем иметь в виду испытания, проводимые без предварительного определения коэффициента расходомера k .

Необходимо отметить, что при упрощенных энергетических испытаниях большое значение имеет точность замера мощности. Если использовать, например, не прецизионные приборы, а ваттметры с классом точности 0,5 без специальной тарировки трансформаторов тока и напряжения, то относительная погрешность замера мощности увеличится до 2% и на эти же величины возрастает предельная погрешность к. п. д. агрегата.

Полученные результаты по погрешностям упрощенных энергетических испытаний столь значительны, что могут превосходить различие индивидуальных рабочих характеристик. Действительно, в § 4-2 показано, что различие индивидуальных характеристик агрегатов по к. п. д. составляет 1—3%. Допустим, что наибольшее значение к. п. д. агрегата составляет 85—90%, тогда наименьшая абсолютная погрешность будет 1,6—1,8%, а наибольшая 3—3,5%. Эти данные наталкивают на естественный вывод о том, что во многих случаях характеристики, полученные упрощенным способом, непригодны для решения режимных задач. Однако этот вывод не может являться и бесспорным, так как диапазон погрешностей велик, и если применять специальную мето-

дику испытаний, обеспечивающую получение низшего предела погрешностей, то эти характеристики могут быть использованы для решения режимных задач.

4-6. СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЧИВОСТИ К. П. Д. АГРЕГАТОВ

Большая группа режимных факторов, влияющих на к. п. д. агрегатов, находит отражение в различного рода отчетных документах гидроэлектростанции, поэтому появляется возможность их обработки с помощью методов математической статистики. Применительно к задаче уточнения энергетических характеристик агрегатов интересны три задачи математической статистики:

1. Определение средневероятностного значения и дисперсии какого-то режимного параметра при прочих равных условиях.

2. Определение корреляционных связей между режимными параметрами.

3. Уточнение технических характеристик, которые не отражают детерминированных явлений.

Прежде чем перейти к конкретным вопросам, рассмотрим кратко ряд общих положений математической статистики, необходимых для дальнейшего изложения [Л. 49]. Так как анализ проводится по отчетным данным прошлых лет, возникает вопрос о существовании генеральной совокупности для характеристики интересующих явлений на будущее. Под генеральной совокупностью понимается такая совокупность отчетных данных, которая исследуется с точки зрения некоторого признака. Действительно, для многих ГЭС условия прошлых лет принципиально отличаются от условий будущего. Совершенно нехарактерными, например, являются условия временной эксплуатации, когда происходит выдача мощности в систему по временным схемам, водохранилище не заполнено, происходит интенсивное переформирование берегов и русла водохранилища, интенсивно размывается нижний бьеф, агрегаты работают при напорах ниже допустимых в нормальных условиях и т. д. Можно почти уверенно сказать, что за счет резкого изменения параметров и условий работы ГЭС статистика, полученная в условиях временной эксплуатации, не может дать надежные результаты для оценок на будущее. Но и в условиях постоянной эксплуатации за счет изменения роли в системе или каких-

либо параметров статистика, накопленная в прошлом, также может полностью или частично утратить свою представительность. Например, такие явления могут встретиться при объединении энергосистем, когда резко меняется режим ГЭС по мощности или выработке электроэнергии и в других случаях. В каждом конкретном случае требуется специальное обоснование целесообразности статистического анализа по данным прошлых лет, и, кроме того, для станций, режимные функции и параметры которых имеют динамику по времени, неизменными условиями являются постоянное обновление и уточнение всех статистических зависимостей.

В общем случае представительную случайную выборку можно получить из генеральной совокупности, включающей данные за один либо два предшествующих календарных года. Выборочные совокупности существуют отдельно для различных режимных факторов. Например, для факторов энергетического характера выборочные совокупности должны отражать условия энергетических балансов в системе. Чаще всего они составляются для различных сезонов года: зимнего, весеннего, осеннего, летнего. Для факторов, характеризующих состояние нижнего бьефа, необходимо, кроме того, выделить периоды открытого и закрытого русла. Для факторов по верхнему бьефу необходимо дополнительно к первым двум учесть скорость и направление ветра и пр. Все эти вопросы имеют сугубо индивидуальный характер для эксплуатируемых ГЭС, но для большинства факторов в соответствующих работах выявлены основные причины, влияющие на их формирование, особенно это относится к гидравлическим и гидрологическим факторам, для которых теория прогнозирования основана на методах математической статистики.

Практически для любой случайной величины существует теоретическая функция распределения. Ввиду этого генеральная совокупность, рассматриваемая с точки зрения какого-то признака, характеризуется вероятностным законом $F(x)$ случайной величины x . Вероятностный закон генеральной совокупности на практике почти всегда не известен, поэтому для его определения по некоторой выборке рассчитывается эмпирическое распределение и все необходимые статистические величины. Так как для большинства режимных факторов (см. § 4-4) нельзя сделать какого-то априорного заклю-

чения о виде закона распределения случайной величины, возникает задача статистической проверки гипотезы. В этом случае выдвигается определенная гипотеза о законе распределения генеральной совокупности и по числовым значениям, включенным в выборку, гипотеза принимается или отвергается. Для функции распределения генеральной совокупности, закон которой установлен, определяются статистические характеристики: математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратичное отклонение и пр.

В задачах прогнозирования и корректировок большое значение имеют корреляционные связи. Для упорядочения n пар наблюдения $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$ можно представить их в прямоугольной системе координат. Во многих случаях на полученном графике видно отсутствие функциональной связи, т. е. одному значению x может соответствовать несколько значений y . В таких случаях говорят о корреляционной связи или стохастической зависимости между x и y . Изучение и оценка этих связей осуществляются с помощью теории регрессии.

Наиболее простой является линейная регрессия, которая позволяет оценить линейную корреляционную зависимость между x и y . В этом случае пары значений $x_i; y_i$ ($i=1, 2, \dots, n$) представляются в декартовой системе координат и прямая $y=a+bx$ проводится возможно ближе к множеству точек. Незвестные коэффициенты a и b определяются по методу наименьших квадратов, исходя из условия

$$\sum_i (y_i - y)^2 = \text{мин.} \quad (4-12)$$

По этому условию предполагается минимизировать вертикальные расстояния в точках x_i до искомой зависимости. Коэффициенты a и b , найденные при расчете, называются коэффициентами регрессии. Если к множеству точек лучше подходит кривая более высокого порядка, то регрессия может быть аппроксимирована помощью многочлена степени $m > 1$ (параболическая регрессия порядка m) или с помощью других функций, коэффициенты которых выбираются так, чтобы минимизировать средний квадрат отклонений всех точек от линии регрессии.

Рассмотрим решение поставленных задач на частных примерах. Из множества режимных факторов, влияющих на к. п. д. агрегатов, выберем только те, которые являются общими и существенными для большинства гидроэлектростанций. Кроме того, выбираются те факторы, которые фиксируются при текущем контроле за режимами работы гидростанции в основном оперативном документе — суточной ведомости.

Из числа случайных факторов существенными для к. п. д. водоподводящих сооружений являются потери напора на сороудерживающих решетках. Потери напора h_p на решетках агрегатов обычно представляются в виде функциональной зависимости $h_p = h_p(Q_i)$, которая определена расчетным или экспериментальным путем для чистых решеток. Действительно неизбежно засорение решеток мусором, плавающим в водохранилище, торфяником, сплавляемым лесом, особенно в период открытого русла. Степень засорения зависит от многих случайных факторов, в число которых входят расходы гидроэлектростанции и агрегатов, ветры, уровни водохранилища, биологические явления в водохранилище и т. д. Таким образом, действительная характеристика потерь на сороудерживающих решетках имеет вид зависимости $h_p = h_p(Q_i, k_p)$, где k_p — коэффициент засорения, меняющийся случайно. Засорение решеток на многих ГЭС может привести к значительному изменению потерь. Например, на Новосибирской ГЭС при $k_p = 0$ максимальные потери на решетках меняются от 0,9 до 1,2 м на различных агрегатах, а на грязных решетках ($k_p > 0$) эти потери доходили до 3 м. Явления такого же порядка наблюдались на других гидроэлектростанциях (Камской, Волжской ГЭС имени В. И. Ленина). Прикидочные расчеты показали, что потери на решетках могут вызвать существенные изменения к. п. д. агрегатов.

На к. п. д. турбины большое влияние оказывает неустановившийся режим нижнего бьефа. Несмотря на то, что существуют разработанные методы расчета неустановившегося режима в нижнем бьефе ГЭС, при эксплуатации они не используются. Объясняется это главным образом тем, что расчеты трудоемки и требуют использования ЭЦВМ. Ввиду этого уровни нижнего бьефа обычно определяются по статистической кривой, которая строится по среднесуточным отметкам нижнего

бьефа за прошедший период. Конечно, в среднесуточных отметках проявляется влияние неустановившегося режима, но с определенной погрешностью. Среднесуточные отметки определяются графиками расходов ГЭС, которые отражают и регулярные и нерегулярные колебания нагрузки в системе, явлениями размыва или отложения грунта в русле нижнего бьефа. В зимних условиях на отметки значительно влияет ледовое состояние, зависящее от температуры наружного воздуха. Все это дает основание считать отклонение уровней от средних значений случайными событиями. Таким образом, интерес представляет характеристика $Z_{н.б} = Z_{н.б}(Q_{н.б}, k_{н.б})$, где $k_{н.б}$ — случайный коэффициент изменчивости нижнего бьефа.

Расчеты, выполненные по нескольким ГЭС, показали, что за счет коэффициента $k_{н.б}$ к. п. д. агрегатов могут измениться на 0,5—1%.

Наконец, из числа факторов, влияющих на к. п. д. генератора, был выбран $\cos \varphi$. Теоретически имеется возможность расчета к. п. д. генератора при детерминированном графике активных и реактивных мощностей агрегатов. Однако при эксплуатации такие расчеты не проводятся, кроме того, графики нагрузок отражают и нерегулярные, т. е. случайные нагрузки системы. В этом случае рабочая характеристика генератора будет иметь вид $\eta_r = \eta_r(\cos \varphi, k_r)$, где k_r — случайный коэффициент изменчивости $\cos \varphi$. На к. п. д. агрегата этот фактор может оказать влияние примерно на 0,5%.

4-7. ПРИМЕРЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЧИВОСТИ К. П. Д. АГРЕГАТОВ

Статистический анализ данных по потерям напора на сороудерживающих решетках. Приведем пример¹ статистической характеристики потерь напора на сороудерживающих решетках агрегатов Красноярской ГЭС. Засорение решеток этой станции характеризуется средней степенью по сравнению с другими, так как причиной засорения являются только плавающие в водохранилище мусор и лес. Для анализа использовалась статистика за два года. Замеры перепадов производились периодически раз в 2—3 суток

¹ Расчеты выполнены В. С. Ларионовым.

примерно в одно и то же время (9—10 ч). Выборочные совокупности случайных величин формировались отдельно для трех сезонных периодов. Визуальный анализ показал, что наибольшая засоренность решеток наблюдается в VII—X месяцах, меньшая засоренность — в III—IV, в период закрытого русла (IX—II месяцы) решетки чистые.

Выше уже говорилось об индивидуальности причинных и числовых данных степени засоренности решеток конкретных гидростанций. В числе факторов, влияющих на степень засоренности решеток, имеются общестанционные и агрегатные. К числу агрегатных факторов относятся месторасположение различных агрегатов, что связано с направлением скоростей подходящего потока, и загрузка агрегатов, определяющая скорость подходящего потока. Кроме того, не в равной степени засоряются и решетки работающих агрегатов. Это зависит от причин общестанционного характера, например направления ветров. Поэтому возникает естественный вопрос о степени засорения сороудерживающих решеток отдельных агрегатов.

Для определения статистической характеристики случайной величины, т. е. степени засорения сороудерживающих решеток необходимо определить ее функцию распределения вероятностей. В общем случае эта функция является композицией других случайных функций, имеющих различные законы распределения вероятностей. Поскольку не для всех причин, вызывающих засорение сороудерживающих решеток, известны функции распределения их вероятностей, возникает задача статистического определения закона распределения.

Наконец, для оперативных расчетов большое значение имеет прогноз засоренности решеток на одни или несколько суток.

Расчеты показали, что диапазоны изменений и средние значения потерь на решетках при $Q_i = \text{const}$ для различных агрегатов отличались не более чем на 5%, поэтому был сделан вывод об одинаковой степени засорения для всех агрегатов станции.

При решении второй задачи было сделано допущение о нормально распределенной генеральной совокупности. Так как статистическая гипотеза выдвинута к известной функции распределения, применялась проверка гипотезы по критерию χ^2 , разработанному

К. Пирсоном [Л. 4]. Проверка показала справедливость гипотезы о нормальном распределении генеральной совокупности. На рис. 4-7 показаны полученные регрессионные зависимости. Видно, что засорение решеток может увеличить перепады по отношению к чистым решеткам (линия $h_{p \text{ макс}}$) на 0,7—0,8 м. Величины математических ожиданий $M(h_p)$ при различных расходах показывают, что дополнительные потери от засорения составляют 0,3—0,4 м.

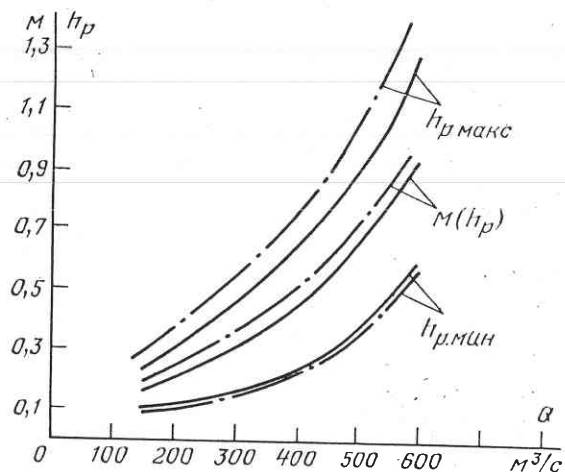


Рис. 4-7. Статистические характеристики потерь напора на сороудерживающих решетках Красноярской ГЭС.

— для периода с августа по октябрь; - - - для периода с марта по май.

Наконец, расчеты показали, что оперативное прогнозирование засоренности можно осуществить на основании предшествующей и прогнозной ситуации. Если в течение рассматриваемого периода не предполагается проводить какие-либо технические мероприятия по очистке и не предполагается увеличение степени засорения решеток, то

$$k_{p_i} = k_{p(\tau-1)} \quad \text{и} \quad h_p = k_{p(\tau-1)} a Q^2.$$

Если предполагается ситуация, в которой засорение решеток может увеличиться, то

$$k_{p_i} \approx M(k_{p_i}) \quad \text{и} \quad h_p \approx M(k_{p_i}) a Q^2. \quad (4-13)$$

Наконец, если планируется очистка решеток, то в выражение (4-13) вводится дополнительный коэффициент очистки $k_{p.o} < 1$, т. е. расчеты ведутся по одной из формул

$$\begin{aligned} h_p &= k_{p.o} k_{p(\tau-1)} a Q^2; \\ h_p &= k_{p.o} M(k_{p_i}) a Q^2, \end{aligned} \quad (4-14)$$

где k_{p_i} — постоянный коэффициент, характеризующий степень засорения решеток на расчетный (плановый) период; $k_{p(\tau-1)}$ — тот же коэффициент, но полученный по отчетным данным за предшествующий период; $M(k_{p_i})$ — математическое ожидание дополнительных потерь напора на сороудерживающих решетках при постоянном расходе; $k_{p.o}$ — постоянный коэффициент, характеризующий уменьшение степени засорения решеток; a — постоянный коэффициент, определяемый конструктивными величинами.

На основании полученных статистических зависимостей были найдены уравнения регрессии, которые дают аналитическую форму связи между средним значением величины и одного из основных факторов ее определяющего. Уравнение регрессии составлялось не для статистической кривой типа $h_p = a Q^2$, а для ее модификаций $h_p = h_p(N)$ при $N = \text{const}$. Последняя форма имеет то преимущество, что соответствует параметрам, которые включены в суточные ведомости. Как известно, расход ГЭС не замеряется, а потому и не включается в состав фиксируемых параметров. Получены уравнения регрессии следующего вида: для $N = 97,5$ м корреляционное отношение $\theta = 0,88$, объем выборки $d = 98$ и $h_p = 1,366 - 6,23 \cdot 10^{-3} N + 10,55 \cdot 10^{-6} N^2$; для $N = 86$ м корреляционное отношение $\theta = 0,86$, объем выборки $d = 122$ и $h_p = 4,556 + 21,138 \cdot 10^{-2} N + 34,485 \cdot 10^{-4} N^2 + 26,221 \cdot 10^{-6} N^3 + 9,935 \cdot 10^{-8} N^4 + 1,823 \cdot 10^{-10} N^5 - 0,1281 \cdot 10^{-12} N^6$.

Приведенные значения для корреляционных отношений говорят о достаточно высокой тесноте связи между выбранными параметрами.

Статистический анализ изменчивости cos φ генераторов. Такой анализ также проводился на примере Красноярской ГЭС. В выборочную совокупность были включены отчетные данные из суточных ведомостей по активным и реактивным мощностям за

1971—1972 гг. Поскольку станция состоит из двух независимых по электрической схеме частей, то все расчеты проводились для агрегатов № 1—4, работающих на напряжении 220 кВ, и для остальных агрегатов № 5—12, выдающих в систему мощность по линиям 500 кВ. Цель расчетов заключалась в определении средневероятностных значений и изменчивости $\cos \varphi$ при постоянных активных мощностях. Так как роль ГЭС в системе меняется в различные сезоны года и особенно в период межени и паводка, то первоначально отдельно рассматривалась статистика для всех характерных периодов. Однако расчеты показали, что диапазоны изменений и средние значения $\cos \varphi$ по сезонам отличаются не более чем на 5%, поэтому был сделан вывод о возможности построения одной среднегодовой статистической характеристики.

Изменчивость $\cos \varphi$ определяется активными и реактивными нагрузками системы, которые подчиняются различным случайным и неслучайным законам. Можно считать, что плановая часть графиков нагрузки, отражающая регулярные колебания в каждой системе, подчиняется детерминированному закону. Наоборот, неплановые нагрузки описываются вероятностными характеристиками. Элемент случайности вносит децентрализованное управление реактивными мощностями. Таким образом, изменчивость $\cos \varphi$ также определяется несколькими случайными законами.

Для определения вида функции распределения была выдвинута гипотеза о нормальном распределении генеральной совокупности, которая подтвердилась при проверке по критерию χ^2 . Полученные зависимости приведены на рис. 4-8, из которого видно, что математические ожидания $M(\cos \varphi)$ при постоянных активных мощностях существенно отличаются от номинального значения $\cos \varphi = 0,85$. Кроме того, изменения $\cos \varphi$ находятся в пределах $\Delta \cos \varphi = 0,5$, которые очень существенны для к. п. д. генераторов. Эти характеристики не могут использоваться для оперативного прогнозирования $\cos \varphi$, но свидетельствуют о необходимости таких расчетов. Оперативное прогнозирование можно осуществлять при комбинации детерминированных и вероятностных расчетов. По заданным плановым графикам активных и реактивных мощностей можно осуществить детерминированные расчеты по определению соответствующим

щих значений $\cos \varphi$. По неплановым нагрузкам, заданным в процентах от плановых, определяется диапазон изменения $\Delta \cos \varphi$, а затем, используя параметры статистической кривой, например, такой, как показано на рис. 4-8, можно определить математическое ожидание изменчивости $\cos \varphi$.

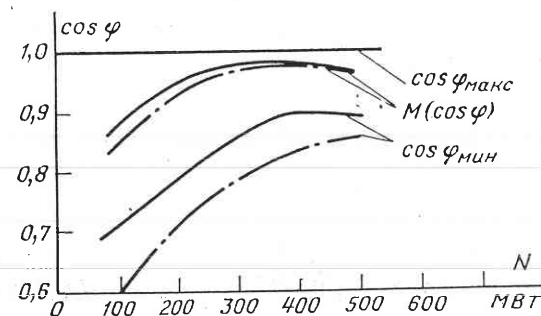


Рис. 4-8. Статистическая характеристика $\cos \varphi$ генератора Красноярской ГЭС.
— для агрегатов № 1—4; - - - для агрегатов № 5—12.

Для зависимостей, показанных на рис. 4-8, были рассчитаны уравнения регрессии. Для агрегатов № 1—4 была использована выборка $d=267$, получено корреляционное отношение $\theta=0,62$. Уравнение имеет вид:

$$\cos \varphi = 0,859 + 0,67 \cdot 10^{-3} N - 0,90 \cdot 10^{-6} N^2.$$

Для агрегатов № 5—12 выборка $d=394$, корреляционное отношение $\theta=0,73$, уравнение имеет вид:

$$\cos \varphi = 0,753 + 1,12 \cdot 10^{-3} N - 1,33 \cdot 10^{-6} N^2.$$

Степень связи между выбранными параметрами меньше, чем в случае зависимости $h_p = h_p(N)$, но приемлема для предварительных прогнозных расчетов.

Статистический анализ изменчивости уровней нижнего бьефа за счет неустановившегося режима. Как уже было сказано выше, неустановившийся режим потока в нижнем бьефе гидроэлектростанций определяется комплексом случайных и детерминированных событий. В общем случае детерминированные события оказываются более весомыми [Л. 41]. К их числу можно отнести среднесуточный расход в период, предшествующий плановому, и

в плановый период; начальную для планового периода отметку уровня нижнего бьефа; режим мощностей, соответствующий регулярным колебаниям нагрузки, и др. Возможно, что при внедрении в практику эксплуатационных расчетов ЭЦВМ можно будет с приемлемой степенью точности рассчитывать оперативные прогнозы нижнего бьефа, однако в настоящее время можно опираться лишь на статистические кривые связи уровней нижнего бьефа $Z_{н.б}$ и расходов $Q_{н.б}$, которые не имеют однозначности.

Кривая $Z_{н.б} = Z_{н.б}(Q_{н.б})$ строится при эксплуатации на основании данных замера уровня нижнего бьефа и по расчетным значениям расходов. Расходы ГЭС рассчитываются по эксплуатационной характеристике, которая в громадном большинстве случаев построена в предположении, что все агрегаты имеют одинаковые характеристики, и, следовательно, является приближенной. Большое число натуральных измерений расходов воды на действующих гидроэлектростанциях показывает, что при подобной методике расчет расходов осуществляется с точностью до 5%, причем в этом диапазоне погрешности имеют случайный характер. Таким образом, статистическая характеристика нижнего бьефа связывает два вида величин: уровни нижнего бьефа, которые фиксируются в суточных ведомостях, и расход, определяемый на основе данных об активных мощностях по приближенной функциональной зависимости вида $Q = Q(N, H)$.

Статистические данные для построения характеристики нижнего бьефа группируются по сезонам. Период открытого русла может рассматриваться целиком в случае неразмываемого русла. При размываемом русле выделяются отдельные периоды до и после прохождения паводка. Для зимнего периода очень большую роль могут сыграть зимние коэффициенты $k_з$, которые зависят от случайных метеорологических условий. Например, за счет $k_з$ уровни нижнего бьефа при тех же расходах на Новосибирской ГЭС могут меняться до 1 м. Кривая связи, полученная по данным наблюдений Красноярской ГЭС за III—IV месяцы 1971—1972 гг., говорит, что изменчивость напора составляет около 0,3 м. Для такой мощной высоконапорной станции как Красноярской ГЭС эта величина не может оказать существенного влияния на к. п. д. агрегатов, поэтому ее можно не учитывать в числе факторов, влияющих на

к. п. д. агрегатов в период III—IV месяцев. Для других периодов получены аналогичные результаты.

Расчеты, выполненные по некоторым другим станциям [Л. 41], говорят о том, что для низко- и средненапорных гидроэлектростанций этот фактор может играть существенную роль и тогда для устранения его влияния необходимо производить расчеты неустановившегося режима для плановых графиков нагрузок.

Уравнение регрессии было также рассчитано для кривой связи в виде ее модификации $Z_{н.б} = Z_{н.б}(N)$ при $H = \text{const}$. Для $H = 94$ м получена очень тесная связь с $\theta = 0,94$, которая имеет вид:

$$Z_{н.б} = 142,6 + 1,16 \cdot 10^{-3} N - 0,0168 \cdot 10^{-6} N^2.$$

На основании статистических характеристик отдельных факторов определено влияние изменчивости режимных факторов на к. п. д. агрегата. Используя (4-2), легко определить поправки к к. п. д. агрегатов от анализируемых факторов. Общее изменение к. п. д.

$$\Delta\eta = \eta - \eta' = \Delta\eta_p + \Delta\eta_{н.б} + \Delta\eta_r. \quad (4-15)$$

Здесь

$$\Delta\eta_p = \eta \frac{M(\Delta h_p)}{H \pm M(\Delta h_p) \pm M(\Delta h_{н.б})};$$

$$\Delta\eta_{н.б} = \eta \frac{M(\Delta h_{н.б})}{H \pm M(\Delta h_p) \pm M(\Delta h_{н.б})};$$

$$\Delta\eta_r = \eta \frac{\Delta\eta_{\cos \varphi}}{\eta_r};$$

где η , η' — к. п. д. по натурной характеристике и с учетом фактических величин режимных факторов; $\Delta\eta_{н.б}$, $\Delta\eta_p$ — изменчивость к. п. д. агрегата за счет напора; $\Delta\eta_r$ — изменчивость к. п. д. агрегата за счет к. п. д. генератора; $M(\Delta h_p)$ — математическое ожидание дополнительных потерь напора на сороудерживающих решетках; $M(\Delta h_{н.б})$ — математическое ожидание дополнительных потерь напора за счет неустановившегося движения в нижнем бьефе; $\Delta\eta_{\cos \varphi}$ — изменчивость к. п. д. генератора за счет $\cos \varphi$. Основные результаты расчетов приведены в табл. 4-3, где значения величин $\Delta\eta_r$ и $\Delta\eta_p$ соответствуют данным рис. 4-7 и 4-8, а величина $\Delta\eta_{н.б}$ определена по отношению к проектной характеристике. Из полученных результатов видно, что влияние различных факторов может взаимно компен-

Таблица 4-3

Влияние различных режимных факторов на к. п. д. агрегата

Фактор	Значения $\Delta\eta$, %		
	положительные	отрицательные	средние
Потери на сороудерживающих решетках	0	0,4	-0,1
Неустановившиеся режимы в нижнем бьефе	0,2	0,2	-0,2
Изменчивость $\cos\varphi$ генераторов	0,35	0,4	+0,2
	$\Sigma=0,55$	$\Sigma=1$	$\Sigma=-0,1$

сироваться и поэтому пределы изменчивости к. п. д. в рассмотренном примере неодинаковы для положительных и отрицательных поправок. Видно также, что за счет режимных факторов к. п. д. агрегатов меняется в пределах 1,55%. Эта цифра получена при совпадении по знаку различных влияний.

Приведенный пример по Красноярской ГЭС имеет частный характер, но он подтверждает необходимость тщательного анализа и выявления всех случайных факторов, влияющих на к. п. д. агрегата. В противном случае вполне возможны ситуации, в которых реальные характеристики будут существенно отличаться от полученных при натурных испытаниях, и целесообразность использования их в качестве исходных данных для оптимизационных расчетов становится сомнительной.

4-8. АППРОКСИМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК АГРЕГАТОВ

Энергетические характеристики, которые используются при выполнении различных расчетов на ЭЦВМ, представляются в памяти ЭЦВМ в табличной форме или в виде различных аппроксимирующих функций. Наибольшая точность может быть получена при задании характеристик в виде таблиц, однако для крупных гидроэлектростанций это требует большого объема памяти ЭЦВМ. Для запоминания, например, рабочих характеристик агрегатов Красноярской ГЭС с шагом квантования по мощности в 5 МВт и по напору 1 м требуется

160

около 15 000 ячеек памяти. В связи с этим работы по представлению характеристик в ЭЦВМ идут в двух направлениях: первое — отыскание допустимого по точности шага квантования характеристик по мощности и напору при представлении их в табличной форме; второе — подбор удовлетворительной по точности аппроксимирующей функции.

Так как характеристики агрегатов являются исходными для решения каких-то технических задач, то точность их определяется не отклонением от первоначально заданных координат, а влиянием на результаты решения поставленной задачи. Эти две оценки не совпадают, так как целевая функция в режимных задачах имеет нелинейный характер. Правильную оценку точности характеристик можно найти по методике, изложенной в § 5-2. В рассматриваемых задачах оптимального управления режимами и составами агрегатов точность характеристик должна определяться перерасходом воды (математическим ожиданием перерасхода воды) при расчетах по точной и заданной характеристикам. Вместе с этим следует отметить, что предельное значение влияния погрешностей на целевую функцию можно определить и путем сравнения координат точной и заданной характеристик. Погрешности моделирования характеристик в общем случае зависят от точности записи координат в узловых точках, шага квантования узловых точек, способа моделирования характеристик.

При использовании современных ЭЦВМ запись цифр производится точно. Существенны лишь две последние причины.

В различных работах [Л. 19, 25, 28, 45] достаточно широко освещаются результаты аппроксимации характеристик гидроагрегатов. Остановимся лишь на некоторых работах для демонстрации путей решения данного вопроса.

При задании характеристик в табличной форме применяются способы линейной и квадратичной интерполяции для отыскания координат характеристик, не совпадающих с узловыми точками. При линейной интерполяции функции $y=f(x)$ в качестве аппроксимирующей используется формула Ньютона [Л. 12], дающая полином

$$P_1(x) = y_0 + q\Delta y_0, \quad (4-16)$$

11—106

161

где y_0 — координата узловой точки; $\Delta y_0(h)$ — отклонение от y_0 ; q — число шагов, необходимых для достижения точки x , исходя из точки x_0 ; h — шаг интерполяции. При квадратичной интерполяции используется полином второй степени

$$P_2(x) = y_0 + q\Delta y_0 + \frac{q(q+1)}{2} \Delta y_0^2. \quad (4-17)$$

Аппроксимация осуществляется с помощью стандартных программ на ЭЦВМ.

Даже беглый взгляд на характеристики агрегатов говорит о том, что выбор способа интерполяции и экстраполяции зависит от вида характеристики. Расходные характеристики имеют слабо выраженную нелинейность, поэтому вполне приемлемой является линейная интерполяция. Рабочие характеристики (рис. 4-1) на левой и правой линиях спада к. п. д. также имеют форму, близкую к линейной, а в зоне максимальных к. п. д. — ярко выраженную нелинейность. Очевидно также, чем мельче шаг интерполяции, тем точнее будет отображение характеристики.

Рис. 4-9. Натурная рабочая характеристика агрегата № 1 Красноярской ГЭС при $N=85$ м.

Решение задачи о выборе формы аппроксимации и шага интерполяции h обычно проводится экспериментально. Так как практический интерес представляет уже эффект оптимизации режимов агрегатов, составляющий десятые доли процента к. п. д., точность задания характеристик может быть приравнена к сотой доли процента, т. е. берется на порядок выше эффекта. При такой точности можно практически считать, что характеристики в ЭЦВМ заданы без погрешности. Изменения в тысячную долю процента проследить на расходной характеристике очень трудно, поэтому более подходящими с этой позиции являются рабочие характеристики, т. е. характеристики в относительных показателях.

Наибольшие погрешности могут наблюдаться в точках, где нарушается плавность характеристик. В принципе для натуральных характеристик их может быть не-

сколько, например точки A , B и C на рис. 4-9. Такие точки будем называть характерными. Точность характеристик повышается в том случае, если в число узловых точек входят все характерные.

Приведем некоторые результаты экспериментальных исследований по выбору шага интерполяции, которые имеют общий характер [Л. 6]. Для исследования были

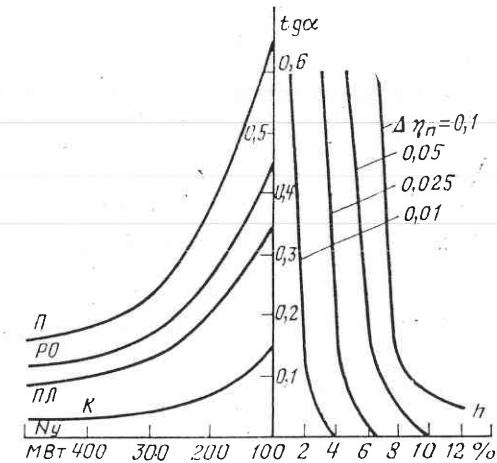


Рис. 4-10. Диаграмма определения шага интерполяции рабочих характеристик по мощности.

взяты типовые характеристики поворотного-лопастных, радиально-осевых и пропеллерных турбин. При шаге интерполяции рабочих характеристик по мощности от 1 до 20% установленной мощности абсолютная погрешность в к. п. д. при квадратичной интерполяции в рабочей зоне 50—90% номинальных мощностей составляет 0,004—0,05%. При линейной интерполяции предельные погрешности выше и составляют в тех же условиях 0,02—0,1%. Погрешности распределены неодинаково по характеристике. При квадратичной интерполяции погрешности больше на ветвях спада и подъема к. п. д., а при линейной — в зоне максимальных к. п. д. Допустимая величина шага интерполяции тесно связана с крутизной характеристики. Для пологих характеристик поворотного-лопастных турбин шаг h в общем слу-

чае может быть взят большим, чем для крутых характеристик радиально-осевых турбин.

Проведенные расчеты позволили построить планшетки выбора шага интерполяции по мощности (рис. 4-10), по которым на первоначальной стадии расчетов можно выбрать шаг интерполяции. Планшетка составлена для типовых рабочих характеристик различных турбин, имеющих одну характерную точку (точку максимального к. п. д.) и постоянный шаг при квадратичной интерполяции. В принципе можно выбирать и переменный шаг интерполяции, особенно в тех случаях, если характеристики имеют несколько характерных точек. Планшетка включает следующие величины: показатель крутизны характеристики α , который определяется как тангенс угла между касательной к той точке рабочей характеристики, в которой крутизна характеристики наибольшая; $\Delta\eta_{\text{п}}$ — допустимую абсолютную погрешность; $N_{\text{у}}$ — установленную мощность агрегатов. Рассматривались характеристики [Л. 39] поворотных лопастных ПЛ, радиально-осевых РО, пропеллерных П и ковшовых турбин К.

Расчеты показывают, что рабочие характеристики могут задаваться в общем случае 10—30 табличными точками с допустимой предельной абсолютной погрешностью по к. п. д. 0,05%. Следовательно, для запоминания рабочих характеристик Красноярской ГЭС при одном напоре требуется 100—150 точек.

В приведенных результатах исследований не затрагивался вопрос о допустимом шаге квантования характеристик по напору. В практике давно сложилась традиция графического изображения характеристик через 1 м. Однако обоснование такого общего подхода не производилось. Вместе с тем исключительно редко встречаются случаи, когда расчеты суточных режимов можно производить при постоянном напоре. Методика решения данного вопроса сохраняется такой же, как и для случая выбора шага по мощности. Отдельные расчеты показывают, что шаг квантования по напору с предельной погрешностью интерполяции $\Delta\eta_{\text{п}}=0,05\%$ может меняться в пределах 0,2—1 м, поэтому число запоминаемых характеристик определяется диапазоном изменения напоров на гидростанции. В том же примере на Красноярской ГЭС для запоминания всех характеристик требуется от 1500 до 3000 ячеек памяти. Полученные цифры

значительно меньше тех, которые приводились в начале этого параграфа, но все же и в этом случае не снимается вопрос о более эффективных приемах представления характеристик в ЭЦВМ. Одна из возможностей заключается в представлении характеристик в виде аналитических формул, например в виде полиномов n -й степени.

Полиномиальная запись рабочей характеристики имеет вид:

$$\eta(N) = a_0 + a_1N + a_2N^2 + \dots + a_nN^n, \quad (4-18)$$

где a_0, a_1, \dots, a_n — постоянные коэффициенты полинома.

С ростом степени полинома точность аппроксимации растет, но рентабельность этой формы записи по отношению к табличной утрачивается. При оценке рентабельности следует учитывать расчетные процедуры по отысканию коэффициентов полиномов, которые с увеличением степени полинома усложняются.

Аппроксимирующая функция n -й степени подбирается для заданных на характеристике узловых точек, и по ней приближенно вычисляются значения функций для значений аргументов, отличных от узлов интерполирования. Во многих случаях между узлами функция имеет характер волнообразной кривой, т. е. погрешности меняются не только по величине, но и по знаку, что особенно нежелательно при необходимости дифференцирования полиномиальной функции. Опасность таких погрешностей уменьшается при отыскании коэффициентов полиномов по числу узловых точек в 2—3 раза больших, чем степень полинома.

Для получения общих выводов рассматривались десятки натуральных характеристик агрегатов для различных гидроэлектростанций. Расчеты показали, что аппроксимирующие полиномы для рабочих характеристик имеют степени $n=4 \div 6$. В этом случае предельные абсолютные

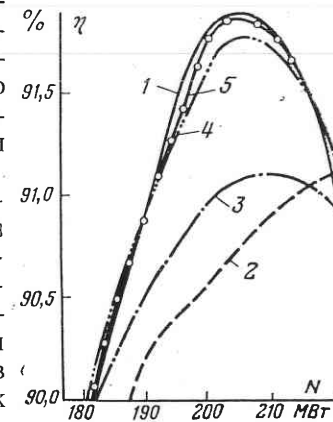


Рис. 4-11. Аппроксимация рабочей характеристики.

1 — заданная; 2 — полиномом с $n=2$; 3 — полиномом с $n=3$; 4 — полиномом с $n=4$; 5 — полиномом с $n=6 \div 8$.

погрешности к. п. д. не превышают 0,02—0,07%. Дальнейшее увеличение степени полинома не дает повышения точности. На рис. 4-11 приведен пример аппроксимации рабочей характеристики полиномами различной степени. Видно, что только начиная со степени $n=4$ и выше полиномиальная функция приближается к заданной. Полиномиальные функции с $n=6 \div 8$ практически совпадают с заданной, т. е. повышение степени полинома выше шестой не приводит к повышению точности. Кроме того, при $n=2 \div 4$ видна волнообразность полиномиальной функции. В приведенном примере для подбора коэффициентов было взято 16 узловых точек.

На точности аппроксимации значительно отражается тот диапазон мощностей, в котором задана функция. Теоретически гидроагрегаты могут работать в диапазоне от нуля до установленной мощности N_y . В действительности же работа агрегатов в зоне ниже 10—15% N_y не допускается по различным техническим причинам, а в зоне ниже 20—50% нерентабельна ввиду резкого снижения к. п. д. агрегатов. Поэтому чаще всего рабочая зона агрегатов с поворотными турбинами ограничена диапазоном от 20 до 100% N_y , а с радиально-осевыми турбинами — от 50 до 100% N_y . В среднем при ограничении диапазона мощности точность аппроксимации повышается в 2—3 раза по сравнению с точностью аппроксимации полной характеристики.

В табл. 4-4 представлены данные о предельных погрешностях аппроксимации натуральных и модельных характеристик полиномами 6—8-й степеней в рабочей зоне по мощности от 20 до 100%. Точность аппроксимации с помощью полиномов характеристик радиально-осевых турбин в общем случае ниже, чем поворотных турбин. Примерно для 70% характеристик радиально-осевых турбин и для 80% характеристик поворотных турбин предельная погрешность по к. п. д. не превышает 0,2%. Более того, для поворотных турбин погрешность в 40—50% случаях меньше 0,1%. Эти результаты подтверждают возможность представления рабочих характеристик в виде полиномов n -й степени. В отдельных точках погрешности полиномиальной кривой недопустимо велики. Объясняется это тем, что для таких агрегатов имеется не одна характерная точка, в которой происходит нарушение плавности характеристик. Точность аппроксимации может быть по-

Таблица 4-4

Средние погрешности к. п. д. при аппроксимации рабочих характеристик

Наименование ГЭС и агрегатов	Предельные погрешности $\Delta \eta$, %			
	<0,1	от 0,1 до 0,2	от 0,2 до 0,3	>0,3
Братская ($H=230$ м) № 3—16	—	0,05	—	—
№ 1, 2, 10, 17	—	—	0,07	—
№ 18	—	—	—	0,08
Нива-2 ($H=37$ м) № 1, 2, 4	—	0,025	—	—
№ 3	—	—	0,03	—
Князегубская ($H=34$ м) № 2, 4	—	0,055	—	—
№ 1, 3	—	—	0,085	—
Модельные характеристики РО турбин	—	0,035—0,85	—	—
Новосибирская ($H=12$ м) № 3, 7	0,08	—	—	—
№ 1, 4	—	0,027	—	—
№ 2	—	—	0,04	—
Новосибирская ($H=16$ м) № 1, 3, 6	0,02	—	—	—
№ 2, 5	—	0,025	—	—
№ 4, 7	—	—	0,045	—
Новосибирская ($H=18$ м) № 1, 5	0,028	—	—	—
№ 2, 3, 4, 6, 7	—	0,03	—	—
Горьковская ($H=13$ м) № 2, 4, 6, 8	0,029	—	—	—
№ 1, 3, 5, 7	—	0,023	—	—
Горьковская ($H=15$ м) № 1—8	0,024	—	—	—
Иркутская ($H=26$ м) № 2, 5, 6	0,043	—	—	—
№ 4	—	0,066	—	—
№ 3	—	—	0,082	—
№ 1, 7	—	—	—	0,21

вышена при подборе полиномов для отдельных частей характеристики, хотя рациональность принятой формы аппроксимации при этом понижается. Наконец, следует отметить, что предельные погрешности чаще всего наблюдаются на ветвях спада рабочих характеристик, особенно на левой ветви, т. е. в зоне минимальных нагрузок.

Сравнение табличной и полиномиальной форм представления характеристик показывает, что в общем слу-

чае табличная форма более точная и имеет погрешности в 1,5—2 раза меньше. Однако окончательное решение должно приниматься не по сопоставлению предельных погрешностей этих двух форм аппроксимации характеристик, а по сравнению их с допустимой погрешностью либо после оценки влияния предельных погрешностей на результаты решения конкретных режимных задач.

Разобранные выше пути моделирования характеристик не исчерпывают всех возможностей. Большой интерес представляют работы по аппроксимации поля рабочих характеристик, т. е. определения аппроксимирующей функции двух переменных типа $\eta = \eta(N, H)$. Расчеты выполнялись на основе метода многофакторного регрессионного анализа. В [Л. 25] предлагается для этого способ нахождения коэффициентов аппроксимирующего полинома для квадратичной регрессии от двух переменных, основанный на применении D -оптимальных планов [Л. 32]. За меру качества при получении коэффициентов регрессии принимается величина обобщенной дисперсии, характеризующая отклонение точек аппроксимирующего полинома от заданной функции в D -планах. Для натуральных характеристик ряда гидроэлектростанций получено уравнение регрессии вида

$$\eta(N, H) = a_0 + a_1 \delta_N + a_{11} \delta_N^2 + a_2 \delta_H + a_{22} \delta_H^2 + a_{12} \delta_N \delta_H, \quad (4-19)$$

где

$$\delta_N = \frac{2N - N' - N''}{N'' - N'};$$

$$\delta_H = \frac{2H - H' - H''}{H'' - H'};$$

N', N'' — минимальная и максимальная мощности рабочих характеристик; H', H'' — минимальный и максимальный напоры, для которых аппроксимируются рабочие характеристики.

Использование (4-19) позволяет аппроксимировать поле рабочих характеристик с погрешностью по к. п. д. в пределах 0,1%, необходимый объем памяти ЭЦВМ по сравнению с табличным способом задания характеристик сокращается в 10—15 раз.

Имеются предложения [Л. 28] по разработке математической модели эксплуатационной характеристики агрегата $H = H(N, \eta)$. Для этого эксплуатационная ха-

рактеристика аппроксимируется поверхностью второго порядка — эллиптическим параболоидом. Но так как аппроксимирующая функция не всегда позволяет получить качественные результаты, проводится доаппроксимация функции невязки между действительной и полученной характеристикой. Невязка аппроксимируется рядом Фурье. Аппроксимирующая функция имеет вид:

$$\alpha^2[(N - N_m) + (H - H_m)]^2 + \beta^2[(H - H_m) - k(N - N_m)^2 + (\eta - \eta_m)] = 0, \quad (4-20)$$

где $N_m, H_m, \eta_m, \alpha, \beta, k$ — числовые параметры, определяемые путем минимизации квадрата невязки для всего массива точек, лежащих на поверхности эксплуатационной характеристики. Расчеты показывают что среднеквадратичная погрешность аппроксимации составляет 0,001—0,0048, но предложенная модель сложна, вследствие того что для определения коэффициентов аппроксимирующей функции применяются сферические координаты.

Таким образом, видно, что вопросы аппроксимации энергетических характеристик решены в достаточной мере для решения всякого рода режимных задач. Аппроксимирующие функции обеспечивают приемлемую точность, а при наличии ЭЦВМ по ним легко получить энергетические характеристики любого вида.

4.9. НЕКОТОРЫЕ СООБРАЖЕНИЯ О ФОРМИРОВАНИИ ПОДСИСТЕМЫ РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК АГРЕГАТОВ АСУ ГЭС

Эффективность управления технологическими процессами гидроэлектростанций в значительной мере зависит от качества исходной информации по характеристикам агрегатов. Разработка и внедрение АСУ ГЭС на базе электронных управляющих машин делают возможным решение оперативных задач на основе корректных оптимизационных методов. Понятно, что роль качества исходной информации значительно возрастает.

Как уже отмечалось ранее, в энергетике управление технологическими процессами осуществляется в две стадии: первая — оперативное планирование и вторая — текущее управление. Следовательно, для расчета необходимых прогнозных характеристик на период планирования и текущие характеристики для управления про-

цессами в темпе производства. Обе задачи достаточно сложны и пока еще не решены полностью. Сложность первой задачи объясняется невозможностью прогнозирования всех режимных и конструктивных факторов, которые вызывают изменчивость характеристик. Она может быть решена лишь частично при расчете плановых характеристик по основным факторам, поддающимся анализу и прогнозированию. Решение второй задачи для гидроэлектростанций встречает еще большие трудности вследствие невозможности качественного измерения текущих значений расходов воды, проходящих через агрегат. Имеющиеся в настоящее время на ГЭС расходомеры [Л. 5, 47] позволяют измерять расход воды с погрешностью 2—5%, что неприемлемо для рассматриваемых задач. Поэтому в задачах текущего управления режимами ГЭС используются расчетные характеристики, которые также отражают изменение только основных параметров, влияющих на изменчивость характеристик.

Расчетные характеристики в задачах управления получают путем корректировки натуральных характеристик, снятых при очередных испытаниях. Корректировка осуществляется по данным эксплуатации. Все методы корректировки основаны на использовании достаточно большого объема априорной информации и некоторых экспериментальных данных. Априорная информация имеет характер функциональных зависимостей и ограничений, определяемых физическими взаимосвязями явлений. Экспериментальные данные включают основные параметры, влияющие на изменчивость характеристик, которые необходимы для построения статистических зависимостей, используемых в процессе корректировок.

Состав и объем априорной и экспериментальной информации определяется многими конкретными обстоятельствами, но зачастую, особенно на первоначальных стадиях расчетов, приходится исходить из имеющегося, а не из необходимого объема данных. В общем случае информация состоит из трех составных частей [Л. 11], которые применительно к гидроэлектростанциям включают следующие данные.

1. Базовые энергетические характеристики агрегатов, снятые при натуральных испытаниях. Они могут иметь вид натуральных энергетических характеристик, в которых исключено влияние переменных факторов, или же переменные факторы учитываются теми условиями, кото-

рые отражаются методикой испытаний. В общем случае энергетические характеристики представляются функцией $f(x_a, x_{э.н})$, где x_a — априорные факторы; $x_{э.н}$ — экспериментальные факторы, полученные при натуральных испытаниях, причем $x_{э.н} = 0$, если влияние их исключается из натуральных характеристик, и $x_{э.н} > 0$ в противном случае.

Как известно, натурные испытания проводят с соблюдением ряда требований и ограничений к режиму работы агрегатов и ГЭС. Условиями испытаний, например, оговариваются постоянство нагрузки станции и равномерность распределения ее между агрегатами, поддержание номинального $\cos \phi$ генератора, постоянство уровней верхнего бьефа ГЭС и т. д. Очевидно, что реальные эксплуатационные режимы не совпадают с условиями, регламентированными при испытаниях, поэтому факторы $x_{э.н}$ в лучшем случае соответствуют лишь какому-то среднему состоянию. Для оперативных расчетов можно было бы очистить характеристики от влияния факторов, включенных в состав $x_{э.н}$, но в таком случае характеристики теряют свою правомочность для задач текущего планирования. Для решения последних целесообразно в виде базовых использовать характеристики с $x_{э.н} > 0$.

2. Заранее известные свойства функции $f(x_a, x_{э.н}, x_{э.к})$, которые задаются в виде ограничений при фиксированном значении компонент из состава параметров $x_a, x_{э.н}, x_{э.к}$, где $x_{э.к}$ — экспериментальные факторы, контролируемые при текущей эксплуатации. Например, в состав ограничений может быть включено условие монотонности функции и пр.

3. Функционал $\Phi\{x_a, x_{э.н}, x_{э.к}\}$, который позволяет найти искомое значение функции при различном состоянии экспериментальных факторов $x_{э.к}$. В состав экспериментальных факторов включаются те, которые непосредственно могут быть получены при эксплуатации.

Исходя из общего перечня режимных и конструктивных факторов, приведенных в § 4-3, удобно все факторы, входящие в состав экспериментальных, делить на три группы:

а) детерминированные факторы $x_{э.д}$, которые можно рассчитать или определить по показаниям измерительных приборов;

б) вероятностные факторы $x^в$, определить которые можно при использовании корреляционных статистических зависимостей;

в) неопределенные факторы $x^н$, определить которые по данным текущей эксплуатации нельзя и для которых в отдельных случаях может быть составлен прогноз по материалам прошлых лет.

Состав факторов каждой группы может быть различным, поэтому приведем лишь некоторые примеры, поясняющие такую группировку. К факторам группы «а» можно, например, отнести поправки к к. п. д. генератора, учитывающие изменения $\cos \varphi$ для задач текущего планирования. Если имеется прогноз графиков активных и реактивных мощностей на период планирования, то легко определить к. п. д. генератора и, соответственно, поправку к к. п. д. агрегата. Расчеты эти дают однозначные результаты, которые определяются по детерминированной зависимости к. п. д. генератора от $\cos \varphi$.

К этой же группе можно отнести расчеты по определению потерь напора на сороудерживающих решетках при известной и неизменной степени их засорения. Таким образом, эти факторы определяют расчетные условия для агрегатов и ГЭС на период планирования, но так как натурные характеристики определены для иных расчетных условий, то необходима соответствующая их корректировка.

О вероятностных факторах уже говорилось в § 4-6. К ним относятся изменчивость $\cos \varphi$ и напоров при случайных изменениях активных и реактивных мощностей, засорение сороудерживающих решеток, состояние водоподводящих сооружений. Эти факторы даже на стадии оперативного планирования можно определить лишь с некоторой мерой достоверности по вероятностным зависимостям, построенным по данным прошедшего периода эксплуатации.

Наконец, к числу факторов, имеющих неопределенный характер, можно отнести снижение к. п. д. турбины за счет износа от кавитации и наносов, снижение к. п. д. генераторов за счет его старения. Для этих величин по данным прошлых лет можно определить лишь диапазон изменения и каким-то грубым способом прогнозировать их текущее значение. Например, если за предыдущий межремонтный период к. п. д. генератора понизился за счет старения на величину $\Delta \eta_r$, то снижение к. п. д.

к периоду τ

$$\Delta \eta_{r\tau} = \frac{T}{T''} \Delta \eta_r, \quad (4-21)$$

где T — число часов работы агрегата после капитального ремонта; T'' — полное число часов работы за предшествующий межремонтный период.

В случае кавитационных разрушений обычно применяется формула нелинейной связи для определения поправок к к. п. д. турбины, так как интенсивность разрушений возрастает с увеличением времени работы, т. е.

$$\Delta \eta_{r\tau} = \left(\frac{T}{T''} \right)^n \Delta \eta_r, \quad (4-22)$$

где $\Delta \eta_r$ — диапазон снижения к. п. д. турбины, определенный по данным пред- и послеремонтных испытаний.

Эти оценки нельзя проконтролировать иначе, как во время очередных натурных испытаний, и их определенность ничем нельзя подтвердить.

Будем различать две группы параметров. Под основными энергетическими параметрами (обозначим их вектор символом R) имеются в виду параметры, которые задаются для гидроэлектростанций со стороны более общей системы. К их числу относятся активные и реактивные мощности станции и некоторые технические и режимные ограничения. К той же группе могут относиться активные и реактивные мощности агрегатов и ограничения по использованию агрегатов. Кроме того, имеются параметры состояния, которые характеризуют этапы технологического процесса преобразования гидравлической энергии в электрическую на агрегатах, вектор которых обозначим через x_a .

Характеристики агрегатов, используемые в задачах оперативного планирования, рассчитываются на основе прогнозных данных для основных энергетических параметров. Однако до того момента, пока не определен режим агрегатов, нельзя определить все компоненты x_a . Только выбрав определенный состав агрегатов и распределив нагрузки между ними, можно судить об основных параметрах агрегатов. Вместе с тем произвести такие расчеты невозможно без характеристик агрегатов. Следовательно, решение этой основной задачи требует итеративного цикла. Он объединяет три этапа расчетов: определение режима агрегатов по предварительным ха-

рактическим агрегатов; расчет плановых характеристик; уточнение режима агрегатов по плановым характеристикам. Расчеты проводятся до тех пор, пока режим агрегатов или заданный критерий расчетов перестают меняться. Итеративный цикл расчетов исключается в том случае, если изменчивость предварительных характеристик при новом состоянии режимных параметров окажется меньше их достоверности.

Кроме того, следует помнить, что достоверность характеристик определяется достоверностью прогноза основных режимных параметров и агрегатов, т. е. активных и реактивных мощностей станции, напоров, расходов и т. д.

Все выше приведенные суждения были основаны на том, что базовыми являлись натурные характеристики. Вместе с тем в качестве базовых могут использоваться и характеристики, получаемые в темпе производства. Сейчас разработаны основные методические приемы получения характеристик тепловых агрегатов в темпе производства [Л. 17], последние могут быть частично использованы и в задаче построения таких характеристик для гидроагрегатов. Эта задача может быть решена методами математической статистики с применением средств вычислительной техники. Однако решить эту задачу непросто.

Действительно, если неустановившиеся процессы в турбине затухают за секунды, то неустановившиеся процессы в нижнем бьефе затухают за часы. Имеются переходные процессы и в верхнем бьефе, которые зависят от распределения расхода ТЭС между агрегатами, но за ними не ведется наблюдений, что исключает вообще какие-либо суждения по поводу этого фактора. Отсюда следует, что характеристики агрегатов, построенные в темпе производства, будут отражать неустановившиеся режимы бьефов.

Возникают затруднения, связанные с количеством независимых переменных. Например, для блока 200 МВт Змиевской ГРЭС, работающего на газообразном топливе, в качестве переменных величин, определяющих работу блока, приняты: активная мощность генератора, относительный вакуум турбины, температура уходящих газов, температура питательной воды, содержание кислорода в уходящих газах и расход воздуха. За всеми этими факторами осуществляется эксплуатационный

контроль. Для гидроагрегатов число контролируемых параметров мало. Например, потери энергии в турбине определяются несколькими десятками составляющих, контролировать которые в процессе эксплуатации невозможно. Аналогичное положение сложилось и для гидрогенераторов, поэтому лишь небольшая часть параметров, определяющих характеристики гидроагрегатов, контролируется. В число параметров, которые могут быть выбраны в качестве независимых для построения характеристик агрегатов, могут быть включены: активная мощность агрегата, реактивная мощность генератора, напор брутто на турбине, потери напора на соросдерживающих решетках и в водоподводящих сооружениях, потери расхода через турбину и в отдельных случаях некоторые другие параметры.

4-10. СТРУКТУРНАЯ БЛОК-СХЕМА ПОДСИСТЕМЫ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК АГРЕГАТОВ

Расчеты действительных характеристик (рис. 4-12) ведутся на основании данных натуральных испытаний, которые хранятся в блоке 1. Так как характеристики при натуральных испытаниях не изменяются до проведения новых испытаний, эти данные предназначаются для длительного хранения, поэтому они относятся к группе нормативно-справочной информации (НСИ). Во многих случаях испытания проводятся только до и после капитальных ремонтов агрегатов, поэтому НСИ хранятся от года до нескольких лет.

В блоке 2 происходит хранение и обновление статистических характеристик поправок к базовым характеристикам агрегатов. Статистические характеристики строятся в темпе производства и дают корреляционные связи между поправками и экспериментальными режимными параметрами. Этот блок фактически представляет самостоятельную подсистему. Так как гидроэлектростанции очень чувствительны к динамике системы, то статистика прошлых лет может утратить представительность, поэтому необходимо постоянное накопление новых статистических данных и обновление характеристик. Однако статистические характеристики обновляются после накопления достаточного количества данных, поэтому они входят в состав информации, подлежащей периодическому уточнению. Статистические

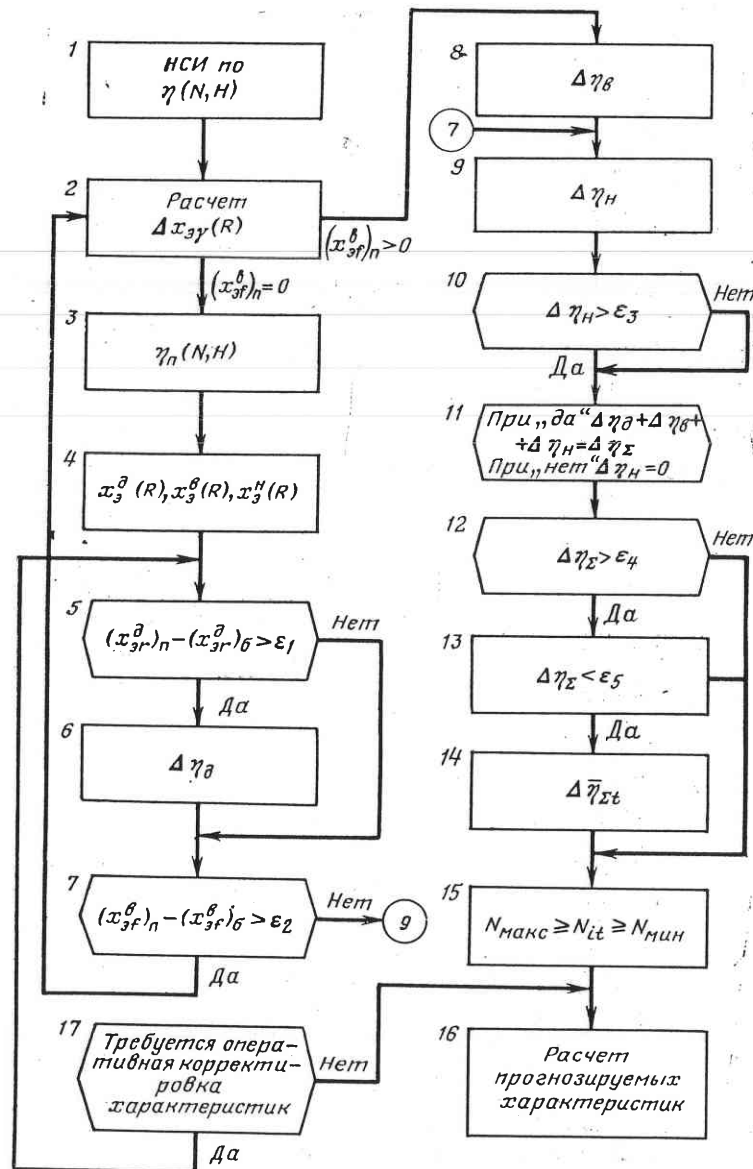


Рис. 4-12. Блок-схема расчета характеристик агрегатов.

характеристики дают поправки параметров состояния в зависимости от основных параметров, т. е. $\Delta x_{э\gamma}(R)$, где $\gamma=1, 2, \dots$ — номер параметра состояния, R — вектор основных параметров.

В блоке 3 происходит расчет предварительных характеристик $\eta_n(N, H)$, которые строятся по базовым характеристикам и математическим ожиданиям поправок $M(\Delta\eta)$, определяемых на основе данных блока 2, т. е. при $N=\text{const}$, $H=\text{const}$:

$$\eta_n = \eta_b + M(\Delta\eta).$$

По ним в блоке 4 производятся расчеты режимов агрегатов на базе прогноза нагрузок станции и предварительных характеристик. Этот блок включает оптимизационные алгоритмы и является самостоятельной крупной частью, подобной тем, что были рассмотрены в гл. 2. Расчеты заканчиваются определением графиков активных $N=N(t)$ и реактивных $S=S(t)$ мощностей агрегатов. Эти параметры являются основными, и по ним осуществляется прогноз или расчет параметров режима $x_{э}^a, x_{э}^b, x_{э}^n$.

В блоках 5—9 проверяется целесообразность исправления предварительных характеристик. Для этого полученные параметры состояния сравниваются с теми их значениями, которые использовались при расчете предварительных характеристик агрегатов. Наиболее точными являются поправки, определяемые детерминированными параметрами состояния $x_{эr}^a$, где r — номер детерминированных параметров состояния. Если прогноз $(x_{эr}^a)_н$ и базисная величина $(x_{эr}^a)_б$, которая принималась в блоке 2, отличаются меньше чем на величину ϵ_1 , характеризующую точность расчетов, то поправки $\Delta\eta$ не рассчитываются (блок 6) и наоборот. Далее, в блоке 7 осуществляется проверка учета вероятностных параметров состояния $x_{эf}^b$, где $f=1, 2, \dots$ — номер вероятностных параметров состояния. Критерием их совпадения с базисной величиной $(x_{эf}^b)_б$ является величина ϵ_2 , которая определяется с учетом достоверности статистических характеристик. Наконец, в блоке 9 осуществляется прогноз поправок от неопределенных параметров состояния. Сравнение с базисными величинами для факторов этой группы не производится в силу их неопределенности, и критерий учета ϵ_3 определяется точностью расчета этого фактора по заданной зависимости.

Общая поправка к к. п. д. определяется суммой поправок (блок 11), определенных по группам, и, поскольку они могут иметь различные знаки, проверяется целесообразность исправления предварительных характеристик агрегатов по величине ε_4 , являющейся мерой достоверности характеристик агрегатов.

Известно, что расчет оптимального суточного режима станции производится для временных интервалов, в которых все основные параметры осредняются. В принципе число расчетных характеристик агрегатов может составлять nd , где n — число агрегатов; d — число напоров. Однако с учетом допустимого шага квантования характеристик по напорам и мощностям число характеристик агрегатов может быть уменьшено. С этой целью производится определение зоны правомочности характеристик каждого расчетного интервала (блок 13).

Для рабочих характеристик правомочность их определяется только шагом квантования по напорам ΔH_k , где $k=1, 2, \dots$ — номер шага. Для всех расчетных интервалов времени, напоры которых отличаются не больше чем на величину ε_5 , определяются осредненные поправки (блок 14), которые и принимаются для расчета характеристик.

Расчетные характеристики требуются не во всей возможной зоне мощности агрегатов, а лишь в той ее части, которая определяется нагрузками агрегатов N_{it} при $H = \text{const}$. С этой целью определяются минимальные $N_{\text{мин}}$ и максимальные нагрузки $N_{\text{макс}}$, причем учитываются не только плановые, но и неплановые нагрузки (блок 15). Затем производится расчет прогнозируемых характеристик агрегатов (блок 16).

Аналогичные процедуры требуются для уточнения характеристик в темпе производства, но параметры состояния в этом случае не прогнозируются, а измеряются или рассчитываются (блок 17), т. е. получаем величины x^d_5 , x^p_5 , x^u_5 , по которым и определяется целесообразность уточнения характеристик. На схеме показан вариант расчетов, при котором в каждом цикле корректируются только характеристики в текущем расчетном интервале времени. Могут быть и другие варианты, например корректировка характеристик до конца расчетного периода, тогда расчеты будут осуществляться по видоизмененной схеме.

Таким образом, можно сделать заключение о том, что в настоящее время назрела необходимость и имеется реальная возможность уточнения характеристик агрегатов, полученных в результате натурных испытаний. С этой целью необходимо для конкретных станций провести статистический анализ изменчивости к. п. д. агрегатов и определить корреляционные связи, позволяющие прогнозировать изменчивость режимных факторов. Обсуждение этих вопросов говорит о том, что такие расчеты целесообразно систематически осуществлять в одной из подсистем АСУ гидроэлектростанций.

ГЛАВА ПЯТАЯ

МЕТОДИКА И ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

5-1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Эксплуатационные характеристики могут быть построены в предположении, что агрегаты имеют одинаковые характеристики. Наибольшее применение характеристики нашли в задачах текущего (длительного) планирования, например для расчетов режима сработки и заполнения водохранилища, для составления плановых балансов средних и максимальных мощностей системы и пр. В этих задачах погрешности расходов и нагрузок примерно на порядок выше погрешностей характеристик.

Повсеместно по эксплуатационным характеристикам ведутся расчеты баланса стока. По мощности и напору агрегата или станции, которые можно замерить щитовыми приборами, и по эксплуатационной расходной характеристике определяется расход агрегатов. Так как приточность к створу ГЭС, потери воды из водохранилища и на фильтрацию также определяются с большими погрешностями, то вполне приемлемым является такой путь определения расхода агрегатов. В указанных или подобных задачах применение эксплуатационных характеристик, построенных с учетом, что все агрегаты одинаковы, вполне оправдано.

В оперативных задачах возможность применения эксплуатационных характеристик, в которых индивидуальность агрегатов не учитывается, ограничена. Однако при традиционных способах управления агрегатами без использования ЭЦВМ вынуждены применять эксплуатационные характеристики указанного вида. Устройства режимной автоматики также основываются на эксплуатационных характеристиках, в которых выделяются зоны работы станции с постоянным числом агрегатов. Естественно, что в условиях АСУ появилась необходимость в совершенствовании программы оперативного управления режимами агрегатов. Проведенные исследования и экспериментальные расчеты [Л. 41, 42] показали, что можно с определенной степенью точности получить эксплуатационные ха-

характеристики станции для различных по своим характеристикам агрегатов.

Построение эксплуатационных характеристик и выработку рекомендаций по управлению режимом агрегатов можно осуществить с помощью алгоритмов оптимизации, рассмотренных в гл. 2. Наиболее часто для оперативных задач используют универсальные эксплуатационные характеристики. Для таких характеристик расчеты на ЭЦВМ сводятся к построению линий включения агрегатов и определению выгоды того или иного сочетания агрегатов.

Ввиду различия характеристик безразличен состав агрегатов, поэтому для построения эксплуатационной характеристики требуется прогноз режима работы ГЭС по мощности и напорам для рассматриваемого периода времени. В объем прогнозируемой информации включаются следующие данные: состав располагаемого оборудования на ГЭС, соответствующий планам текущих и капитальных ремонтов; типовые суточные графики нагрузки для каждого расчетного интервала планового периода; напоры гидроэлектростанции, заданные для типовых графиков нагрузки.

Если фактические данные отличаются от прогнозируемых, то полностью или частично утрачивается правомерность рекомендаций по числу и составу агрегатов. Совершенно очевидно, что в задачах текущего планирования информация не имеет достаточной для наших задач достоверности. Невозможно получить прогнозы графиков нагрузки и напоров ГЭС даже с месячной заблаговременностью с точностью, большей чем 1—2%. При годовом прогнозировании эта погрешность в 2—5 раз выше. Следовательно, для построения эксплуатационных характеристик, особенно на длительные периоды, могут быть использованы компромиссные алгоритмы оптимизации.

Критерием оптимизации является некоторая средняя величина, характеризующая отдельные зоны эксплуатационной характеристики. Например, таким показателем может явиться средний сток станции для определенного состава агрегатов, т. е.

$$\bar{W}_r = \sum_{j=k}^{j=p} Q_j \Delta \tau_j = \text{мин}, \quad (5-1)$$

где $j=k, \dots, p$ — номер режима ГЭС по мощности; Q_j — расход ГЭС в каждом j -м режиме, имеющем продолжительность $\Delta \tau_j$.

Зоны эксплуатационной характеристики, для которых справедлив показатель (5-1), определяются по условию

$$|W'_r - \bar{W}_r| \leq \varepsilon. \quad (5-2)$$

Здесь W'_r — наименьший сток при использовании оптимальных составов в заданной зоне; ε — величина допустимого отклонения от оптимального решения.

Многочисленные экспериментальные расчеты позволяют сделать некоторые общие выводы о методике построения эксплуатационных характеристик.

1. Для различных составов агрегатов имеется возможность получения обобщенных линий включения с точностью $\varepsilon=0,2\%$.

2. Для зон работы с постоянным напором и числом агрегатов можно подобрать средний постоянный состав с точностью до $\varepsilon=0,1\%$.

3. Можно определить постоянный состав агрегатов с $\varepsilon=0,5\%$ для каждого напора в пределах от минимальной до максимальной мощности.

На эксплуатационной характеристике такого вида будет определена стратегия изменения числа и состава агрегатов при различных режимах станции.

Рассмотрим порядок расчетов, проводимых для выработки рекомендаций указанного вида. Возможные составы агрегатов в зоне $Z=\text{const}$ при $H_r=\text{const}$ определяются путем проведения оптимизационных расчетов. Для этого осуществляется направленный поиск оптимального состава (см. § 2-8) при изменении мощностей с заданным шагом по всей зоне, где $Z=\text{const}$. Целесообразность использования какого-либо из намеченных составов определяется по выражению (5-1). Таким образом, определяется вектор постоянного состава для заданной зоны. В отдельных случаях допускается предположение о равновероятности любых нагрузок, тогда критерий (5-1) рассчитывается для дискретного ряда мощностей, изменяющихся на постоянную величину.

Следующим этапом расчетов является получение постоянной последовательности агрегатов во всей рабочей зоне от минимальной до максимальной мощности для $H_r=\text{const}$. Для этого намечаются расчетные варианты, исходя из постоянных составов, справедливых для зон, выделенных по условию (5-2). Используя критерий (5-1) для сравнения намеченных вариантов, можно определить постоянную последовательность агрегатов для $H_r=\text{const}$. Наконец, последний этап расчетов заключается в построении линий включения агрегатов для выбранной последовательности. Так как стратегия изменения состава агрегатов определена, построение линии включения затруднений не вызывает.

Из изложенного ясно, что рекомендации и по составу и по числу агрегатов являются осредненными, но выше уже говорилось о допустимости подобных осреднений в некоторых задачах.

В отдельных случаях основной интерес представляют линии включения агрегатов, а не оптимальный состав. Так, на многих гидроэлектростанциях установлены автооператоры, которые осуществляют включение или отключение агрегатов в соответствии с линиями включения, без управления составами агрегатов [Л. 23, 39]. В этом случае должны быть построены осредненные линии включения, причем чем точнее это осреднение, тем большую экономию можно получить за счет управления составами агрегатов.

Для получения осредненных линий включения рассматривается диапазон мощностей станции, соответствующих переходу с Z на $(Z+1)$ агрегат. Он ориентировочно может быть определен по осредненной характеристике агрегатов. Используя алгоритм оптимизации числа и состава агрегатов (см. § 2-4), можно построить линии включения для серии возможных составов агрегатов. В общем случае линии включения будут располагаться в некоторой зоне по мощности, которая увеличивается с ростом числа агрегатов. Если обозначить при числе агрегатов Z и $(Z+1)$ вектор лучшего состава как A_{LZ} и $A_{L(Z+1)}$, а вектор худшего состава как A_{XZ} и $A_{X(Z+1)}$, то все возможные линии включения будут располагаться в зоне от c до d (рис. 5-1). Однако если выполняется условие о неизменности состава агрегатов при $H_r=\text{const}$, то диапазон расположения линий включений меньше и определяется мощностями в пределах от a до b . Так как только последнее предположение имеет практический

смысл, то вариаций составов агрегатов определяются лишь для зоны от a до b и затем производится построение осредненной линии включения.

Пример построения эксплуатационной характеристики для Новосибирской ГЭС. При построении характеристики были приняты следующие расчетные условия: все нагрузки ГЭС равновероятны; напоры ГЭС менялись через 1 м, начиная от минимального, равного 12 м, до максимального — 19 м; при расчетах принимался шаг по мощности, равный 2 МВт; допустимая погрешность осреднения принималась равной 0,3% фактического расхода ГЭС.

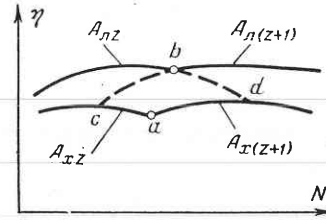


Рис. 5-1. Диапазон точек включения при различном составе агрегатов.

На Новосибирской ГЭС установлено семь однотипных гидроагрегатов с гидротурбинами ПЛ 548-ВБ-800 и генераторами СВН 1340/150-96. Расчетный напор турбин 14,3 м. Имеются натурные характеристики всех турбин.

Точки включения при изменении числа агрегатов и при известном их составе определялись по равенству к. п. д. станции. Диапазон расположения точек включения дан в табл. 5-1. Анализ показал, что точки включения агрегатов № 6, 7; № 2, 3, 4, 5 и № 1

Таблица 5-1

Изменение мощностей от состава при включении различного числа агрегатов Z

Напор, м	Диапазоны мощностей включения, МВт					
	Z=2	Z=3	Z=4	Z=5	Z=6	Z=7
12	9	8	9	4	14	16
13	7	16	11	10	17	7
14	8	16	12	12	18	8
15	7	7	12	18	16	10
16	7	6	14	20	18	12
17	8	7	14	26	25	14
18	8	5	20	18	32	20
19	9	9	22	33	45	36

за небольшим исключением располагаются в отдельных группах и эта закономерность сохраняется для всех напоров. На основе этого оказалось возможным построение обобщенных линий включения для групп агрегатов.

С учетом допустимой погрешности осреднения были построены обобщенные линии включения агрегатов для всех зон с постоянным числом агрегатов (рис. 5-2).

По выражению (5-1) определялись постоянные последовательности агрегатов для всех напоров. Так, для $H=19$ м дается следующий порядок включения агрегатов: № 2, 3, 4, 5, 1, 6, 7. Следова-

тельно, в зоне работы с $Z=1$ наилучший режим обеспечивает агрегат № 2; при $Z=2$ наивысший к. п. д. ГЭС будет получен при работе агрегатов № 2 и 3; при $Z=3$ — соответственно № 2, 3, 4 и т. д. Для других напоров рекомендации меняются. Например, для напора $H=17$ м порядок включения агрегатов имеет вид: № 3, 2, 4, 5, 6, 1, 7. Для напора $H=12$ м очередность опять меняется, т. е. имеем № 6, 3, 4, 5, 2, 1, 7 и т. д. Выработка рекомендаций подобного вида однозначно определяет оптимальный состав работ-

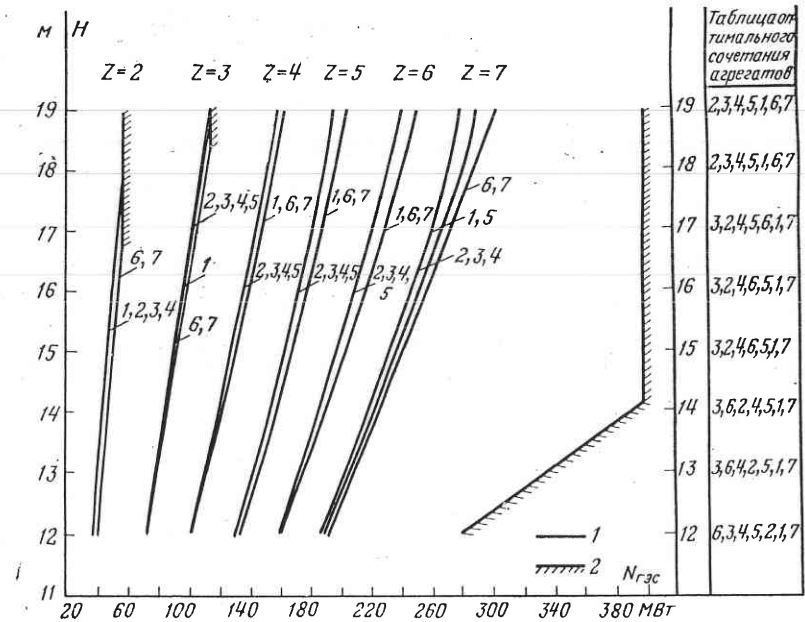


Рис. 5-2. Линии включения и стратегия изменения состава агрегатов Новосибирской ГЭС.

1 — линия включения агрегатов; 2 — линия ограничения мощности.

тающего оборудования и стратегию его изменения. Например, если при $H=12$ м из рекомендуемого состава агрегат № 6 не может быть включен в работу, то следующим наилучшим агрегатом будет № 3 и т. д. С учетом этой схемы могут быть выдержаны различного рода ограничения. Например, если агрегат № 4 должен работать по вынужденному режиму и находиться в работе при любой мощности ГЭС, то к нему будут подключаться агрегаты в соответствии с имеющимися рекомендациями, т. е. для $H=12$ м в порядке № 6, 3, 5, 2, 1, 7.

Из эксплуатационной характеристики видно, что принятый шаг изменения напора, равный 1 м, недостаточен. Так, в диапазоне напора 12—13, 14—15, 16—17, 17—18 м происходит смена порядка подключения агрегатов, поэтому должны быть просчитаны и варианты для промежуточных напоров,

Для оценки эффективности эксплуатационной характеристики были просчитаны режимы Новосибирской ГЭС за отдельные характерные по нагрузке сутки зимнего периода 1965—1966 гг. и проведено сопоставление фактических режимов и режимов, полученных по эксплуатационной характеристике. Из результатов сопоставления выявилась экономия, которая в среднем составляет 1% расхода ГЭС. Влияние погрешности осреднения параметров управления режимами (составами агрегатов) определено при сопоставлении оптимальных режимов, полученных по алгоритму динамического программирования, с результатами расчетов по эксплуатационной характеристике. Сопоставление показало, что имеет место снижение эффекта оптимизации на 20% по сравнению с полным эффектом.

5-2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ АГРЕГАТАМИ С ПОМОЩЬЮ СРЕДСТВ РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКИ

На гидроэлектростанциях имеется комплекс устройств и схем автоматического управления технологическим процессом [Л. 23]. Устройства автоматического управления можно условно разделить на три взаимосвязанные группы: технологическая, противоаварийная и режимная автоматика. Управление составом и режимом агрегатов осуществляется устройствами режимной автоматики, программы действия которых определяются с учетом экономических критериев оптимизации и при обязательном выполнении требований со стороны энергетической системы и станции.

Структурная схема процесса управления имеет три этапа.

Первый этап. На период планирования задаются графики плановой и неплановой нагрузок, которые запоминаются устройствами задания плановой (ЗПН) и неплановой (ЗНН) нагрузок.

Второй этап. Производится управление числом агрегатов с помощью автооператора ГЭС. Программа автооператора предусматривает выбор оптимального числа агрегатов с учетом всех ограничений. Число работающих агрегатов определяется по экономическим соображениям, с учетом ограничений по количеству агрегатов, по величине вращающегося резерва, с отстройкой от частых пусков и остановок, с учетом перевода агрегатов в режим синхронного компенсатора, по условиям поддержания напряжения на шинах станции и пр.

Автоматическое управление составом агрегатов в большинстве автооператоров не предусматривается. Состав агрегатов либо определяется дежурным инженером станции, либо агрегаты включаются автоматически без учета их индивидуальных характеристик, т. е. предполагается, что все агрегаты одинаковы. Сейчас имеются новые схемы автооператоров [Л. 30], в которых включение или отключение агрегатов осуществляется в соответствии с заданной очередностью их использования.

Третий этап. Нагрузки между агрегатами распределяются с помощью различных схем автоматики, например схемы группового распределения активной мощностью (ГРАМ), устройства коррекции активной мощности (УКАМ), группового регулирования возбуждения (ГРВ). В этих устройствах используется принцип равномерной загрузки агрегатов по выравниванию активных и реактивных мощностей или по выравниванию открытий направляющих аппаратов.

Программа управления, реализуемая автооператором, является жесткой, т. е. в течение планового периода она не меняется. На-

более распространенной формой задания программы управления являются эксплуатационные универсальные характеристики. По эксплуатационной характеристике определяются зоны работы станции с различным числом агрегатов при переменном напоре, разделенные линиями включения агрегатов. Последние и определяют программу управления числом агрегатов. Для отстройки от кратковременных пусков и остановов агрегатов вблизи линий включения имеется зона нечувствительности, показанная штриховкой на рис. 5-3. Стратегия изменения составов агрегатов, которая указана на эксплуатационной характеристике, может быть запрограммирована в блоках изменения очередности.

Автооператоры и устройства по распределению нагрузки между агрегатами на действующих гидроэлектростанциях отличаются простотой логических схем, реализующих программу управления, определяемую эксплуатационной характеристикой. Логические схемы требуют при выполнении сравнительно небольшого числа электрических элементов, что обеспечивает надежность схемы. Вероятность неправильных действий персонала при наличии автооператора уменьшается, что также повышает их надежность.

Таким образом, можно сделать вывод, что автоматика осуществляет компромиссную программу управления режимами и составами агрегатов. Компромисс имеет место между простотой схемы и экономической эффективностью решения поставленной задачи. В условиях укрупнения мощностей гидроагрегатов и гидроэлектростанций возникает вопрос о правомерности такого компромисса и о целесообразности уменьшения степени компромиссности за счет внедрения новых способов управления. Наиболее прогрессивным способом управления в настоящее время являются автоматизированные системы управления предприятием (АСУ). Известно, что АСУ основаны на совершенных управляющих вычислительных машинах (УВМ) и будут включать автоматику, действующую по рациональной программе. Из сказанного выше ясно, что автооператоры детально разработаны, внедрены в практику, просты и ввиду этого конкурентоспособны с автоматизированными системами управления.

Показатели эффективности различных программ управления. Рассмотрим эффективность управления составом агрегатов с помощью автооператоров. За эталонный способ принимаем программу управления АСУ, причем считаем, что полезная мощность станции одинакова при любом способе, а подведенная мощность различна. Так как АО (автооператор) имеет менее эффективную схему управления, чем АСУ, то расход воды при той же мощности будет больше, чем в АСУ:

$$Q_{a0} = Q_a + \Delta Q_z + \Delta Q_A + \Delta Q_N, \quad (5-3)$$

где Q_{a0} , Q_a — расход воды при управлении с помощью автооператора и эталонной схемы АСУ; ΔQ_z — перерасход воды за счет неправильного управления числом агрегатов при оптимальном соста-

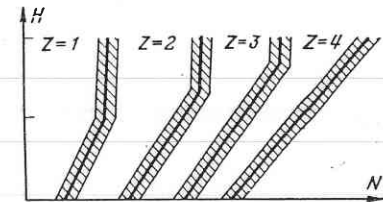


Рис. 5-3. Зоны нечувствительности при управлении числом агрегатов.

вё и наиболее выгоднейшем распределении нагрузки; ΔQ_A — дополнительный перерасход воды за счет неправильного управления составом агрегатов при неоптимальном числе агрегатов, соответствующем расходу ΔQ_Z , и при наиболее выгоднейшем распределении нагрузки; ΔQ_N — дополнительный перерасход воды при неоптимальном варианте по числу и составу агрегатов, соответствующих расходу ΔQ_A , и неоптимальному распределению нагрузки. Из формулы (5-5) легко получить относительные потери расхода при использовании автооператоров при $H = \text{const}$ и $N = \text{const}$, т. е.

$$S^Q = S_Z^Q + S_A^Q + S_N^Q, \quad (5-4)$$

причем

$$S^Q = \frac{Q_{a.o} - Q_s}{Q_s}; \quad (5-5)$$

$$S_A^Q = \frac{\Delta Q_A}{Q_s}; \quad S_N^Q = \frac{\Delta Q_N}{Q_s}; \quad S_Z^Q = \frac{\Delta Q_Z}{Q_s}.$$

Если эффективность оценивается по полезной мощности станции при постоянной подведенной, т. е. при $H = \text{const}$ и $Q = \text{const}$, то

$$N_s = N_{a.o} + \Delta N_Z + \Delta N_A + \Delta N_N, \quad (5-6)$$

где N_s , $N_{a.o}$ — соответственно полезные мощности станции при использовании АСУ и АО; ΔN_Z , ΔN_A , ΔN_N — увеличение полезной мощности станций за счет более экономичного управления числом агрегатов, составом и распределением нагрузки. Отсюда относительный проигрыш в полезной мощности станции при использовании автооператора

$$S^N = S_Z^N + S_A^N + S_N^N, \quad (5-7)$$

где

$$S^N = \frac{N_s - N_{a.o}}{N_{п.}}, \quad (5-8)$$

$$S_Z^N = \frac{\Delta N_Z}{N_{п.}}; \quad S_A^N = \frac{\Delta N_A}{N_{п.}}; \quad S_N^N = \frac{\Delta N_N}{N_{п.}}$$

$$N_{п.} = 9,81 \text{ QH}.$$

Из выражений (5-3)—(5-7) видно, что сравнение АО и АСУ следует производить при разделении общей задачи оптимального управления режимами и составами агрегатов на три подзадачи: управление числом агрегатов, управление составом агрегатов, распределение нагрузки между агрегатами.

Относительная эффективность управления числом агрегатов (S_Z^Q или S_Z^N) зависит от степени осреднения параметров управления в программе автооператора. Обычно имеется осреднение точек включения агрегатов при постоянном напоре и осреднение управляющих параметров при изменении напоров. Шаг квантования по напору при построении эксплуатационной характеристики принимается равным 0,5—1 м, и параметры управления меняются дискретно или линейно при изменении напора. Программа управления числом агрегатов имеет вид функции $Z = Z(N, H)$.

Для получения величин S_Z^Q или S_Z^N необходимо провести оптимальные расчеты. Эффективность эталонной программы управления по расходу воды ГЭС можно определить при использовании алгоритма, основанного на принципе оптимальности динамического программирования. Эффективность программы автооператора по расходу воды ГЭС будет иная только вблизи линий включения. Решение такой задачи легко получить по алгоритму динамического программирования, если задаться ограничениями по числу агрегатов при построении оптимальной характеристики станции (см. § 2-6). Из эталонной и фактической характеристик легко получить показатели сравнительной эффективности

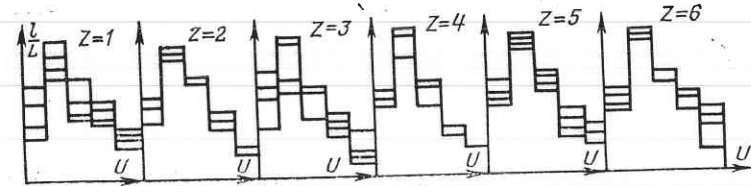


Рис. 5-4. Гистограмма использования различных по к. п. д. составов при переменном числе агрегатов.

Эффективность управления составом агрегатов определить путем сравнения соответствующих программ можно лишь для тех автооператоров, для которых задается очередность использования агрегатов. На большинстве действующих станций установлены автооператоры, не имеющие программ управления составом агрегатов. В этих случаях состав агрегатов определяется дежурным инженером станции. Опытный дежурный инженер станции может примерно оценить качество каждого состава, поэтому какие-то составы используются чаще, так как они лучше, а другие — реже. Анализ статистических данных за один год применительно к одной гидростанции подтвердил это положение. Он показал, что использование плохого состава встречается редко. Часто используется лучший состав и еще чаще — средний. Под средним составом имеются в виду составы, дающие среднее значение к. п. д. станции из возможных в данном режиме.

Изменение расхода ГЭС при различных составах определяется сравнением расходов для лучшего и худшего составов. Векторы лучшего и худшего составов при $Z = \text{const}$ и $H = \text{const}$ можно определить по алгоритму, основанному на методе динамического программирования, если для определения лучшего состава решать задачу по критерию $Q \rightarrow \text{min}$, а для худшего — по $Q \rightarrow \text{max}$ с учетом ограничений по числу агрегатов, определяемых программой автооператора.

Обработка статистических данных¹ показала, что использование различных составов подчиняется закону нормального распределения вероятностей. На рис. 5-4 показаны гистограммы использования различных составов при постоянных значениях напоров

¹ Все расчетные примеры выполнены О. А. Высоцким.

станции и числе агрегатов, а на рис. 5-5 — осредненная гистограмма для всех возможных вариаций этих параметров. При построении гистограммы принималось, что число интервалов частоты l/L равно 10, а величина изменения к. п. д. в каждом интервале U равна:

$$\Delta\eta = 0,1 \Delta\eta_{\text{макс}},$$

где $\Delta\eta_{\text{макс}}$ — предельное изменение к. п. д. станции при различных способах управления составами агрегатов; l — число составов, появившихся в интервал U ; L — общее число составов.

Проверка показала, что для полученных зависимостей справедлив нормальный закон распределения вероятностей. Видимо, этот вывод можно считать достаточно общим и для других станций, работающих в пиковой части графиков нагрузки системы.

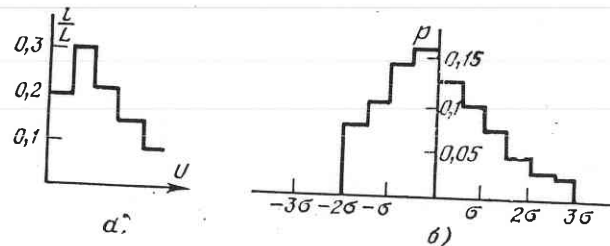


Рис. 5-5. Вероятностные характеристики использования различных по к. п. д. составов.
а — осредненная гистограмма; б — характеристика распределения вероятностей.

Относительная эффективность управления составом агрегатов определяется математическим ожиданием, которое при $N = \text{const}$, $H = \text{const}$ имеет вид:

$$M(S_A^Q) = \sum_d p_d^Q S_{Ad}^Q; \quad (5-9)$$

а при $Q = \text{const}$, $H = \text{const}$

$$M(S_A^N) = \sum_d p_d^N S_{Ad}^N; \quad (5-10)$$

где M — символ математического ожидания; d — номер состава; p_d^Q и p_d^N — вероятности использования состава d ; S_{Ad}^Q , S_{Ad}^N — относительная эффективность использования состава.

Математическое ожидание по (5-9) и (5-10) можно рассчитать по правилу $\Delta = 3\sigma$ (трех сигм), где Δ — предельное изменение параметра, а σ — среднеквадратичное отклонение параметра, причем, как уже было сказано, вероятности использования различных составов подчиняются нормальному закону.

Относительную эффективность оптимизации состава агрегатов можно также рассчитать по формулам

$$S_A^N = \frac{M(\Delta N_A)}{M(N_{\text{п}})}; \quad (5-11)$$

$$S_A^Q = \frac{M(\Delta Q_A)}{M(Q)}. \quad (5-12)$$

Для подсчета показателя S_A^N считаем, что $\Delta = \Delta N_A$, где ΔN_A — диапазон изменения мощности при $Q = \text{const}$, $H = \text{const}$ и переменных составах. Для подсчета показателя S_A^Q принимается, что $\Delta = \Delta Q_A$, где ΔQ_A — диапазон изменения расхода при $H = \text{const}$, $N = \text{const}$ и переменных составах.

Эффективность распределения нагрузки определяется также сравнительным анализом двух режимов станции. В эталонном режиме, ввиду различия агрегатных характеристик, распределение нагрузки неравномерное. Оно определяется по минимуму расхода

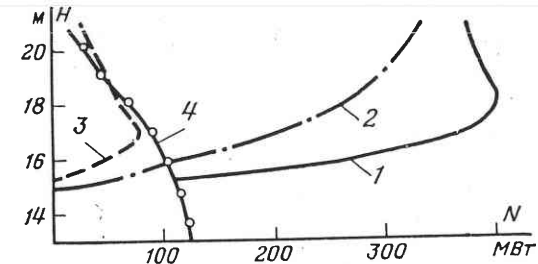


Рис. 5-6. Линии идентичности при управлении агрегатами с помощью автооператора и АСУ.
1 — суммарная; 2 — по распределению нагрузки; 3 — по числу агрегатов; 4 — по составу агрегатов.

ГЭС при том числе и составе агрегатов, которые соответствуют программе автооператора. Легче всего такие расчеты провести по методу неопределенных множителей Лагранжа. В этом случае оптимальное решение соответствует равенству относительных приростов расходов воды на агрегатах при изменении их мощности (см. § 1-3).

Устройства режимной автоматики осуществляют принудительное распределение нагрузки по жесткому закону, например равномерное. Следовательно, легко рассчитать характеристику станции для того же числа и состава агрегатов, которые принимались в эталонной программе, и получить расходы воды, характеризующие процесс управления.

На рис. 5-6 и в табл. 5-2 даны примеры эффективности автоматического управления режимами агрегатов для трех станций [Л. 6]. Из них можно сделать вывод о значимости различных этапов и процесса в целом.

На Новосибирской ГЭС управление числом агрегатов в рабочей зоне станции осуществляется с эффективностью $S_2^N \leq 1,25\%$; управ-

ление составом — с $S_A^N \leq 1,2\%$, распределением нагрузки — с $S_N^N \leq 0,9\%$, а суммарный эффект определяется показателем $S^N \leq 2,5\%$. На Мингечаурской ГЭС эти показатели следующие: $S_Z^N \leq 6$; $S_A^N \leq 1,5$; $S_N^N \leq 0,8$; $S^N \leq 7,5\%$. На Братской ГЭС показатели эффективности: $S_Z^N \leq 1,5$; $S_A^N \leq 1$; $S_N^N \leq 1$; $S^N \leq 3\%$.

Таблица 5-2

Средние значения относительных показателей эффективности управления режимами агрегатов, %

Число агрегатов	Наименование ГЭС								
	Новосибирская			Мингечаурская			Братская		
	S_Z^N	S_A^N	S_N^N	S_Z^N	S_A^N	S_N^N	S_A^N	S_N^N	
2	0,87	0,85	0,045	3	1,25	0,1	1,0	0,2	
3	0,3	0,65	0,1	1,9	0,9	0,5	0,7	0,6	
4	0,23	0,6	0,1	1,3	0,6	0,55	0,6	0,7	
5	0,18	0,6	0,15	1,0	0,35	0,6	0,3	0,8	
6	0,13	0,3	0,15	0,9	0,30	0,6	0,2	0,9	
7	0,11	0,2	0,25	—	—	—	0,15	1,0	
10—20	—	—	—	—	—	—	0,1	0,5	

Характерно, что величины S_A^N больше в зонах работы станций с небольшим числом агрегатов, так как при этом имеется много вариаций составов различного качества. Величина S_Z^N также уменьшается по мере увеличения числа агрегатов, потому что в этом случае агрегаты работают в зоне максимальных к. п. д. Эффективность S_Z^N имеет место лишь вблизи линий включения, и в сумме эти зоны не превышают 20% установленной мощности станции. Полученные цифры говорят о том, что компромиссная программа управления режимом и составом агрегатов с помощью существующих автооператоров может привести к потерям расхода в несколько процентов. Нет надобности говорить о том, что это связано с существенным снижением экономичности станции.

Показатели эффективности S^N и S^Q являются теоретической характеристикой средств автоматизации. В действительности любая программа управления имеет стадию реализации полученных решений. Погрешности реализации при уровне измерительной техники, применяющейся в условиях эксплуатации, могут быть существенными и соизмеримыми с показателями эффективности программы управления. Поэтому окончательная оценка различных способов управления должна производиться с учетом погрешности реализации. Будем считать, что управление режимами агрегатов осуществляется при неизменном уровне автоматизации станции с использо-

ванием одинаковых схем и устройств технологической автоматики. Это согласуется с принятой сейчас позицией разработки и внедрения АСУ. В этих условиях погрешность реализации одинакова для эталонной и фактической программ управления.

В устройствах автоматики параметры состояния агрегатов моделируются токами и напряжениями, измерение которых и определяет погрешность реализации. Погрешности измерения, как известно, подразделяются на случайные и систематические [Л. 15]. Систематические погрешности определяются точностью изготовления прибора или измерительного устройства и в принципе могут быть исключены. Случайные погрешности вызываются случайными факторами различного рода, и вероятность точного измерения подчиняется закону нормального распределения Гаусса. При практическом измерении величин вероятность появления ошибки $\Delta > 3\sigma$ чрезвычайно мала.

Будем считать, что измерение параметров управления производится приборами и схемами, имеющими класс точности 0,5%. Это предположение не всегда справедливо для условий эксплуатации. Например, если для измерений используются шитовые приборы, то их класс точности 1—2%. В этом случае погрешность реализации соизмерима с эффектом оптимизации, и потому приборы, имеющие класс точности 1—2%, не могут использоваться для реализации решений по оптимальному управлению режимом и составом агрегатов. Предельная относительная погрешность измерения мощности агрегата при его номинальной мощности $N_{а.н}$ и мощности станции $N_{г}$ будет равна:

$$J_N = \frac{E_n}{N_{г}} N_{а.н} \quad (5-13)$$

где E_n — класс точности приборов (схем), отн. ед.

Сопоставление показателей эффективности управления и погрешности реализации позволяет определить зоны идентичности программ управления [Л. 6]. Программы идентичны при прочих равных условиях при

$$\varphi = S^N - J_N \leq 0. \quad (5-14)$$

Если $\varphi > 0$, то автоматизированная система управления позволит повысить эффективность управления режимом агрегатов. Зоны идентичности удобно определять так же, как и показатели эффективности по отдельным подзадачам, т. е. находить зоны идентичности при управлении числом агрегатов, их составом и при распределении нагрузки (рис. 5-6).

Экспериментальные расчеты по реальным гидростанциям показывают, что переход на эталонную программу управления числом агрегатов может дать эффект лишь в зоне работы станции с числом агрегатов $Z=1-3$. На большинстве действующих станций эта зона относится к области недопустимых режимов. Причиной тому могут явиться судоходные и водохозяйственные пуски воды в нижний бьеф, кавитационные ограничения по турбинам и др. Различие средств управления составом агрегатов имеет место в зоне малых и средних нагрузок станций, которая примерно охватывает 60—70% всего режимного поля. Конечно, эта зона также будет меньше, если на станциях имеются соответствующие режимные ограничения. Наконец, существенной по величине является зона, в которой можно получить эффект за счет использования эталонной про-

граммы распределения нагрузки. Эта зона охватывает примерно 40—50% всего режимного поля (рис. 5-7).

Зоны идентичности позволяют судить о действительной эффективности тех или иных средств управления. В конкретных условиях могут меняться суждения о количественном преимуществе тех или иных средств, но все-таки можно сделать общий вывод, что внед-

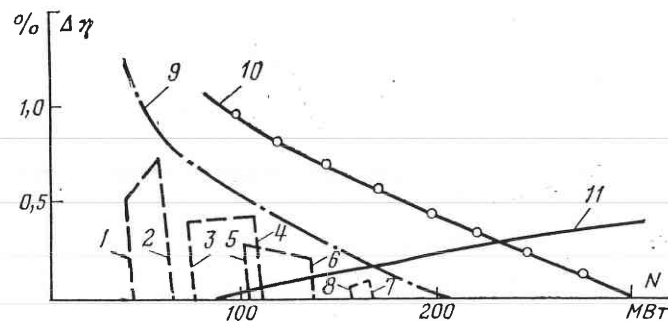


Рис. 5-7. Эффективность различных способов управления. 1—8 — эффективность по числу агрегатов: 1 — для $Z=2$, $H=12$ м; 2 — для $Z=2$, $H=19$ м; 3 — для $Z=3$, $H=12$ м; 4 — для $Z=3$, $H=19$ м; 5 — для $Z=4$, $H=12$ м; 6 — для $Z=4$, $H=19$ м; 7 — для $Z=5$, $H=12$ м; 8 — для $Z=5$, $H=19$ м; 9—10 — эффективность по составу агрегатов: 9 — для $H=12$ м; 10 — для $H=19$ м; 11 — эффективность по распределению нагрузки между агрегатами.

рение ЭЦВМ в практику оптимизационных расчетов является целесообразным. Реальная экономия зависит от режимных особенностей станции. Она будет очень заметно меняться от числа часов использования станции, роли ее в системе, изменчивости напоров.

5-3. КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ АГРЕГАТОВ, ПОЛУЧЕННЫЕ НА ПРИМЕРАХ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Эффективность этапов оптимизации

Для определения эффективности распределения нагрузки проводились сравнительные расчеты, в которых нагрузка между агрегатами распределялась наиболее выгодным образом по методу относительных приростов, по равенству мощностей и по равенству открытий направляющих аппаратов [Л. 42]. За критерий сравнения принимались величины предельных изменений к. п. д. гидроэлектростанции

$$\Delta \eta_N = \eta_q - \eta_N; \quad (5-15)$$

$$\Delta \eta_{a_0} = \eta_q - \eta_{a_0}; \quad (5-16)$$

где η_q — к. п. д., полученный при равенстве относительных приростов агрегатов; η_N — к. п. д. ГЭС, полученный при равенстве мощностей агрегатов; η_{a_0} — к. п. д. ГЭС, полученный при равенстве открытий направляющих аппаратов турбин.

Необходимо отметить, что эффективность различных методов распределения нагрузки может несколько измениться, если ее определять по показателям энергосистемы в целом, но для сравнительного анализа вполне обоснованы и принятые показатели.

В табл. 5-3 приведены средние значения величин, полученные по (5-15) и (5-16) для зон Новосибирской ГЭС при ее работе с по-

Таблица 5-3

Среднее уменьшение к. п. д. Новосибирской ГЭС при использовании приближенных способов распределения нагрузки, %

Напор, м	Показатели эффективности	Число агрегатов				
		2	3	4	5	6
14	$\Delta \eta_{a_0}$	0,45	0,40	0,30	0,10	0
	$\Delta \eta_N$	0,50	0,40	0,50	0,10	0
17	$\Delta \eta_{a_0}$	0,30	0,30	0,20	0,10	0
	$\Delta \eta_N$	0,30	0,20	0,20	0,10	0
19	$\Delta \eta_{a_0}$	0,20	0,20	0,20	0,10	0
	$\Delta \eta_N$	0,20	0,20	0,10	0,10	0

стоянным числом агрегатов. Видно, что указанные величины отличаются мало, и поэтому нельзя отдать предпочтение ни одному из упрощенных способов распределения нагрузки. Кроме того, эти величины уменьшаются по мере увеличения числа агрегатов и напоров. Этот факт имеет физическое объяснение. Действительно, при росте числа агрегатов рабочая зона их по мощности уменьшается и к. п. д. приближается к максимальным значениям. К тому же при больших напорах характеристики агрегатов более пологие, чем при низких, поэтому различные способы распределения нагрузки меньше влияют на к. п. д. гидроэлектростанции. Предельные значения показателей эффективности в 1,5—2 раза выше средних.

В среднем потери к. п. д. за счет упрощенного способа распределения нагрузки для Новосибирской ГЭС составляют 0,3%. Для Горьковской ГЭС величина потерь к. п. д. составляет 0,25%, для Иркутской — 0,35, для Братской — 0,4, для Мингечаурской — 0,6%. Средние значения, приведенные выше, получены не по всей зоне изменения мощностей станции, а лишь по ее части, соответствующей числу агрегатов $Z < 7$. При большем числе агрегатов средний эффект не превышает 0,1—0,2%.

Состав оборудования при заданном числе агрегатов и одинаковых способах распределения нагрузки влияет более существенно. Примеры рабочих характеристик станций представлены на рис. 5-8 для Иркутской, Горьковской, Новосибирской ГЭС. Эти характеристики построены при равномерном распределении нагрузки между

агрегатами. Различие в к. п. д. станций при постоянной мощности и напорах .

$$\Delta\eta_A = \eta''_A - \eta'_A, \quad (5-17)$$

где η''_A — максимальный к. п. д., соответствующий лучшему составу, а η'_A — минимальный, соответствующий худшему.

Из рис. 5-8, видно, что величина $\Delta\eta_A$ наибольшая в зоне минимальных мощностей станции. Средние значения величин (5-17) на станциях следующие: для Новосибирской 0,75, для Горьковской

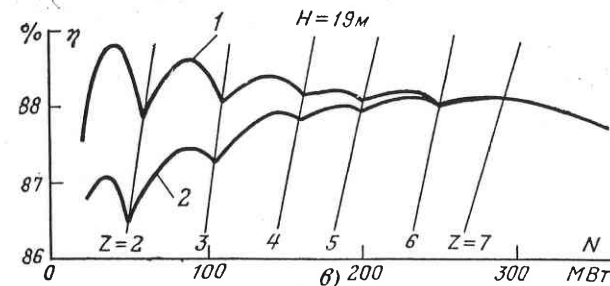
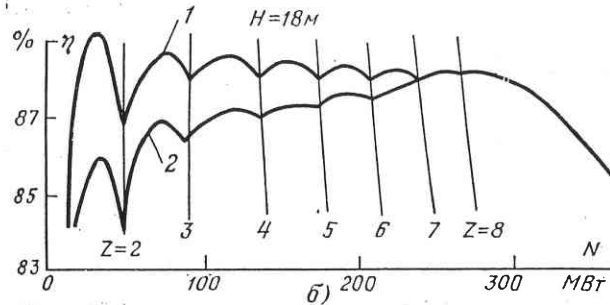
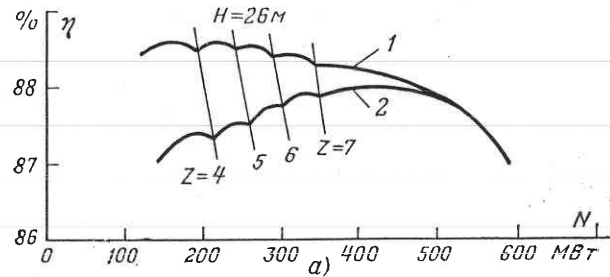


Рис. 5-8. Рабочие характеристики гидроэлектростанции. а — Иркутской ГЭС; б — Горьковской ГЭС; в — Новосибирской ГЭС; 1 — для лучшего по к. п. д. состава агрегатов; 2 — для худшего по к. п. д. состава агрегатов.

Снижение к. п. д. ГЭС при неоптимальном числе агрегатов, %

Оптимальное число агрегатов	Новосибирская ГЭС, H=16 м	Иркутская ГЭС, H=26 м	Горьковская ГЭС, H=18 м	Мингечаурская ГЭС, H=62 м
2	2,7	—	7,2	4,8
3	1,7	—	2,9	2,9
4	0,6	1,6	1,3	1,5
5	0,5	0,9	1,1	1,4
6	0,45	0,4	1,1	1,0
7	—	0,2	0,7	—

0,65, для Братской 0,2, для Иркутской 1,0, для Мингечаурской 0,35%.

Влияние числа включенных агрегатов можно определить показателем

$$\Delta\eta_z = \eta''_z - \eta'_z, \quad (5-18)$$

где η''_z , η'_z — к. п. д. при работе ГЭС с оптимальным и неоптимальным числом агрегатов, соответственно.

В табл. 5-4 приведены средние величины, которые получены по (5-18) в предположении, что станция работает с числом агрегатов, на единицу большем оптимального и нагрузка между агрегатами распределена равномерно. Из нее видно, что эффективность по числу агрегатов больше эффективности распределения нагрузки и выбора состава. Необходимо отметить некоторую условность данных табл. 5-4, так как диапазон мощностей, при которых станции работают с неоптимальным числом агрегатов, не превышает обычно 10—20% рабочей зоны по мощности при $Z = const$.

При рассмотрении количественных показателей табл. 5-3 и 5-4 ясно, что задача оптимизации режимов оборудования представляет практический интерес почти на всех гидростанциях.

Влияние режимных ограничений

Эффективность оптимизации в значительной степени определяется характером ограничений и степенью их влияния на режим ГЭС. Выше показано, что оптимизационные расчеты могут повысить эффективность работы ГЭС по к. п. д. в среднем на 0,5—3%. Эти пределы определены с учетом ограничений. Эффект может быть и большим при уменьшении влияния ограничений.

Рассмотрим влияние ограничений различного рода. Общестанционные ограничения определяются ролью ГЭС в энергетической и водохозяйственной системах. Водохозяйственные ограничения чаще всего имеют место в зоне минимальных мощностей станции и выражаются условием $N_{г.баз} \geq N_{г.баз}$, где $N_{г.баз}$ — базовая мощность ГЭС. К таким относятся ограничения по расходам и уровням нижнего бьефа [Л. 48]. Они уменьшают зону оптимизации, как это видно из рис. 5-8, в, где водохозяйственные ограничения показаны пунктирной линией. Слева от линии работа гидростанции в нормальных условиях не допускается. С другой стороны, выполнение требований водохозяйственных компонентов связано чаще всего с водохозяйственной работой водохранилища в летне-осенние месяцы.

Сработка имеет место для гидроузлов энерготранспортного, энерго-прригационного и другого назначения. В этом случае ввиду уменьшения зимнего объема сработки неравномерность работы станции в этот период возрастает и важность оптимизационных задач увеличивается. Например, для Новосибирской ГЭС за период 1957—1968 гг. водохозяйственные ограничения по базовым пускам возросли в 1,5 раза, а степень неравномерности рабочих мощностей возросла соответственно в 2 раза.

Общестанционные ограничения энергетического характера могут уменьшить область оптимизации за счет выбора числа работающих агрегатов. Например, многие ГЭС выполняют роль нагрузочного резерва системы и их свободная вращающаяся мощность составляет 20% и более общей рабочей мощности. Ввиду этого часто включение агрегатов происходит раньше, чем это требуется в оптимальных условиях. Для примера в табл. 5-5 приведены по-

Таблица 5-5

Влияние нагрузочного резерва на к. п. д. ГЭС

Мощность ГЭС, МВт	Число агрегатов	Резервная мощность, МВт	Снижение к. п. д., %
50	1	10	0
50	2	20	1,5
50	3	120	2,3
150	4	40	0
150	6	100	1,4
150	7	150	2,0

тери к. п. д. станции, которые имеются при различной величине нагрузочного резерва, применительно к рис. 5-8,а.

Анализ режимов Новосибирской ГЭС за ряд прошедших лет показывает, что 20% всего времени работы число агрегатов, выбираемое по условиям регулирования частоты, больше оптимального, причем, как правило, эти режимы наблюдаются в часы прохождения максимальных нагрузок. Следовательно, число агрегатов в эти периоды назначается вынужденно и не оптимизируется. Необходимо, однако, подчеркнуть, что основной эффект за счет оптимизации числа агрегатов имеет место при минимальных нагрузках станции, когда функции ГЭС как частотнорегулирующей станции проявляются не так заметно. Не менее существенно влияет и режим рабочих мощностей. Гидростанции, работающие в пике графика нагрузки энергосистемы с небольшим числом часов использования установленной мощности ($T < 3000$ ч), в течение суток имеют резко переменный режим по мощности и, как правило, число часов работы с нагрузкой, меньшей средней, бывает при этом больше, чем с нагрузкой, большей средней. Например, анализ работы Новосибирской ГЭС за период 1963—1965 гг., имеющей пиковый режим в системе, показывает, что $\frac{2}{3}$ своего времени ГЭС работала с мощностями, меньшими половины установленной, и с числом агрегатов $Z < 4$. Резко переменный график в этот же период имела Горьковская ГЭС, для Иркутской ГЭС соотношение продолжительности работы

станции с мощностями, меньшими и большими указанной, примерно равное, а Братская ГЭС работала большую часть времени с большими мощностями. Естественно, что роль оптимизационных расчетов возрастает в случае большей неравномерности режима.

На эффект оптимизации существенное влияние оказывают ограничения по режиму агрегатов. Приведем некоторые примеры, демонстрирующие роль отдельных ограничений. В табл. 5-6 указаны

Таблица 5-6

Снижение к. п. д. ГЭС за счет влияния ограничений, %

Гидроэлектростанция	Наименование ограничения	
	Число переключений за сутки	Работа обязательных агрегатов
Новосибирская	1,05	0,4
Горьковская	1,3	0,15
Братская	0,15	—
Иркутская	0,9	—

обобщенные результаты по нескольким станциям, которые получены при расчетах эталонного режима, в котором роль ограничений не учитывается, и действительного. Снижение эффекта оптимизации указано средними значениями. Допустимое число переключений определялось из условия подключения агрегатов к работающим при росте нагрузок и отключения из числа работающих при снижении нагрузок.

В качестве обязательного в табл. 5-6 рассматривался один из агрегатов, имеющий отпайки на собственные нужды. Например, на Новосибирской ГЭС отпайки на собственные нужды идут с агрегатов № 1 и 4, и желательно, чтобы один из них находился в работе. Это приводит к возрастанию времени использования данных машин по сравнению с другими. Так, данные за 1963—1964 гг. показывают, что агрегат № 1 был загружен в 1,8 раз больше, а агрегат № 4 — в 1,5 раз больше, чем лучший по к. п. д. агрегат № 3. Следовательно, осуществить работу с оптимальным составом оборудования по к. п. д. не всегда возможно.

При выборе составов агрегатов необходимо стремиться к возможно равномерному использованию агрегатов по числу часов работы. По условиям оптимизации в первую очередь загружаются лучшие агрегаты, что приводит к их преждевременному износу и соответственно к снижению к. п. д. Необходимая степень выравнивания числа часов работы зависит от интенсивности износа и возможностей организации восстановительных ремонтов. Пример Новосибирской ГЭС показывает, что лучшие агрегаты по сравнению с худшими загружены по времени в 3—5 раз больше в различные месяцы. Лучшие агрегаты в силу этого должны были бы чаще ремонтироваться, причем только по этой причине снижение эффекта оптимизации может составить 0,1—0,2%. Старение агрегатов и изменение их характеристик происходит за межремонтный срок в пределах 0,5%.

Эффективность использования паспортных характеристик

Наконец, рассмотрим также вопрос о том, какой эффект дает внедрение строгих методов оптимизации. Среди эксплуатационного персонала часто бытует мнение о том, что инженерная интуиция плюс простейшие методы оптимизации позволяют назначать режим, близкий к оптимальному, особенно если имеется много ограничений. Простейшим способом, позволяющим получить параметры управления агрегатов, являются расчеты по эксплуатационной характеристике станции, построенной по паспортным агрегатным характеристикам. Как известно, паспортные характеристики получают по данным модельных испытаний гидротурбин. Результаты таких расчетов приведены в табл. 5-7, в которой рассматривается среднее снижение

Таблица 5-7

Потери к. п. д. ГЭС, %, при использовании паспортных характеристик для выбора числа агрегатов

Число агрегатов	Иркутская ГЭС, H=26 м		Новосибирская ГЭС, H=17 м		Горьковская ГЭС, H=13 м	
	N'	N''	N'	N''	N'	N''
2	—	—	0,5	2,0	0,4	2,2
3	—	—	0,2	1,2	0,25	1,5
4	—	—	0,2	1,2	0,20	1,3
5	0,14	0,32	0,15	1,1	0,20	1,0
6	0,10	0,27	—	—	0,10	0,5
7	0,09	0,26	—	—	0,10	0,2

к. п. д. только за счет выбора числа агрегатов при минимальных N' и максимальных N'' мощностях станции. Если учесть неверный выбор состава агрегатов и неправильное распределение нагрузок, то потери будут значительно большими.

Проведенные контрольные расчеты по Иркутской, Братской, Новосибирской ГЭС показывают, что потери энергии в течение суток при простых способах назначения режимов агрегатов составляют 1,5—3%. Эти цифры убедительно подтверждают недостаточность инженерной интуиции при решении этих сложных задач.

Следовательно, из всего вышесказанного можно заключить, что эффект оптимизации внутростанционных режимов определяется не только рассмотрением основных этапов оптимизации, т. е. выбором состава и числа работающих агрегатов, но и влиянием режимных станционных и агрегатных ограничений. Степень этого влияния определяется конкретными условиями эксплуатации гидроэлектростанций, но в некоторых случаях может понизить эффект оптимизации в 2—3 раза. Методика оптимизации внутростанционных режимов должна предусматривать возможность определения влияния ограничений.

5.4. ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ В АСУ ГЭС

Оптимизация внутростанционных режимов выполняется на базе ЭЦВМ, то есть чаще всего возможна в условиях АСУ ГЭС. При полном комплексе работ по автоматизации управления гидростанциями охватываются вопросы совершенствования управления технологическими процессами и административно-хозяйственной деятельности. На эффективность АСУ ГЭС при этом влияют снижение эксплуатационных затрат (издержек производства) на гидроэлектростанции; увеличение выработки электроэнергии в годы с избыточной приточностью по сравнению с годами расчетной обеспеченности; увеличение вытесняющей мощности и гарантированной отдачи ГЭС; повышение эксплуатационной надежности станций.

Снижение эксплуатационных затрат. Известно, что эксплуатационные затраты

$$I = I_{ам} + I_{з.п} + I_{т.р} + I_{пр}, \quad (5-19)$$

где $I_{ам}$ — издержки на амортизацию, которые складываются из издержек на реновацию и капитальный ремонт; $I_{з.п}$ — издержки на заработную плату; $I_{т.р}$ — издержки на текущий ремонт; $I_{пр}$ — прочие издержки, которые включают затраты на материалы (турбинное и трансформаторное масло, химические реактивы, обтирочные материалы и др.), стоимость автотранспорта и др.

Основную долю составляют издержки на амортизацию (от 65 до 90%), которые при внедрении АСУ практически не могут измениться. Возможно некоторое снижение затрат на проведение капитальных и текущих ремонтов, так как в АСУ ГЭС открывается возможность диагностики состояния агрегатов и более точного определения периодичности и продолжительности планово-предупредительных ремонтов. Гидроэлектростанции имеют высокую степень автоматизации технологических процессов, и затраты на заработную плату составляют 5—8% общих эксплуатационных издержек производства. Ввиду этого нельзя ожидать большого экономического эффекта за счет снижения этих затрат. Имеются какие-то небольшие возможности по снижению прочих затрат.

Таким образом, при внедрении АСУ эффективность за счет снижения издержек производства не зависит от оптимизации режимов гидроэлектростанций.

Экономия топлива в энергосистеме. Выработка электроэнергии ГЭС может быть повышена за счет оптимального использования водных ресурсов водотока, оптимизации внутростанционных режимов, снижения потребления электроэнергии на собственные нужды. В условиях АСУ появляются все названные возможности.

Экономическая эффективность зависит от использования дополнительной выработки электроэнергии в системе. Чаще всего дополнительная выработка электроэнергии приводит только к экономии топлива в системе. Она может быть рассчитана для характерных условий работы ГЭС, например, по среднесезонным гидрологическим данным и прогнозным балансам мощности и энергии системы на год ввода АСУ; тогда приближенно

$$\Delta B_{\text{э}} = I_{b1} - I_{b2} \approx \Delta \mathcal{E}_{\text{г}} b_{\text{ср}} C_{\text{ср}}, \quad (5-20)$$

где I_{b1} , I_{b2} — топливная составляющая издержек производства до и после внедрения АСУ на ГЭС; $b_{\text{ср}}$ — средний удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч; $C_{\text{ср}}$ — средняя цена тонны условного топлива, руб.

Величина $\Delta B_{\text{э}}$ характеризует дополнительную выработку электроэнергии ГЭС в том случае, если не меняется гарантированная отдача и вытесняющая мощность ГЭС.

Экономия затрат на развитие энергетики. При изменении основных параметров ГЭС может быть получен мощный и топливный эффект. Мощностный эффект определяется заменяемой мощностью ТЭС. Он имеет место в тех случаях, когда на действующей гидроэлектростанции появляется возможность увеличения вытесняющей мощности ГЭС. Дополнительная выработка, увеличивающая гарантированную отдачу ГЭС, дает топливный эффект при развитии энергетики.

Таким образом, экономия расчетных затрат

$$\Delta \mathcal{Z}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{Z}_N \Delta N_{\text{выт}} + \mathcal{Z}_{\text{э}} \Delta \mathcal{E}_{\text{гар}}, \quad (5-21)$$

где \mathcal{Z}_N , $\mathcal{Z}_{\text{э}}$ — удельные расчетные затраты при увеличении вытесняющей мощности на величину $\Delta N_{\text{выт}}$ и гарантированной отдачи на величину $\Delta \mathcal{E}_{\text{гар}}$.

Эффективность повышения надежности ГЭС. Основным и чрезвычайно важным эффектом АСУ является повышение надежности работы ГЭС. Широкие возможности контроля и диагностики состояния оборудования ГЭС, программный контроль средств управле-

ния и релейной защиты, качественно новые средства отображения и регистрации информации приводят к заметному повышению надежности ГЭС.

Оценка надежности оборудования может производиться по годовым эксплуатационным затратам:

$$I_{\text{над}} = I_{\text{т.р}} + I_{\text{к.р}} + I'_{\text{ам}} + I_{\text{п}} + I_{\text{опт}}, \quad (5-22)$$

где $I_{\text{т.р}}$, $I_{\text{к.р}}$ — стоимость текущих и капитальных ремонтов; $I'_{\text{ам}}$ — ежегодные амортизационные отчисления на полное возобновление оборудования; $I_{\text{п}}$ — ущерб от недоотпуска энергии, обусловленный простоем во всех видах ремонта; $I_{\text{опт}}$ — изменения затрат за счет отступления от оптимальных режимов.

Сравнение эксплуатационных затрат до ($I_{\text{над1}}$) и после ($I_{\text{над2}}$) внедрения АСУ позволяет оценить эффект за счет повышения надежности:

$$\Delta I_{\text{над}} = I_{\text{над1}} - I_{\text{над2}}. \quad (5-23)$$

Современные достижения теории и методики расчета надежности позволяют получить необходимые данные для расчета по (5-23).

Повышение надежности может дать особенно заметный эффект в первые годы эксплуатации и возможно при уменьшении времени ремонта оборудования за счет улучшения организации ремонтных работ и сокращения межремонтного периода; уменьшения количества пусков и остановов на агрегатах; использовании агрегатов только в допустимых зонах работы; периодического и качественного контроля за состоянием оборудования и пр. Все эти параметры могут быть улучшены с внедрением АСУ ГЭС.

Повышение надежности эксплуатируемой системы сопровождается снижением требуемого резерва мощности и приводит к экономии затрат на ввод резервных мощностей в энергетике, поэтому в общем случае может быть получена экономия

$$\Delta \mathcal{Z}_{\text{рез}} = \mathcal{Z}_{\text{рез}} \Delta N_{\text{рез}}, \quad (5-24)$$

где $\mathcal{Z}_{\text{рез}}$ — удельные расчетные затраты на резерв мощности при развитии системы; $\Delta N_{\text{рез}}$ — снижение резерва мощности за счет повышения надежности ГЭС.

При расчете экономической эффективности АСУ ГЭС определяются:

1) годовой прирост прибыли (годовая экономия)

$$C_{\text{год}} = \left(\frac{C_1}{A_1} - \frac{C_2}{A_2} \right) A_2 + \Pi_1 \left(\frac{A_2 - A_1}{A_1} \right), \quad (5-25)$$

где C_1, C_2 — себестоимость годового объема реализуемой продукции без и при функционировании АСУ ГЭС; A_1, A_2 — годовой объем реализуемой продукции без и при функционировании АСУ; Π_1 — прибыль от реализации продукции до внедрения АСУ;

2) годовой экономический эффект

$$Z = C_{\text{год}} - E_{\text{АСУ}} K_{\text{АСУ}} + E_3 K_3, \quad (5-26)$$

где $E_{\text{АСУ}}$ — нормативный коэффициент эффективности АСУ и средств вычислительной техники; $K_{\text{АСУ}}$ — затраты на создание и внедрение АСУ с учетом фактора времени; E_3 — нормативный коэффициент эффективности в энергетике; K_3 — снижение капиталовложений в развитие энергетики с учетом фактора времени;

3) эффективность затрат

$$E_p = \frac{C_{\text{год}}}{K_{\text{АСУ}} - K_3} \geq E_{\text{АСУ}}, \quad (5-27)$$

где $E_p, E_{\text{АСУ}}$ — расчетный и нормативный коэффициенты эффективности.

Эффективность АСУ ГЭС по (5-25) — (5-27) зависит и во многих случаях определяется оптимизацией режимов ГЭС и в том числе оптимизацией внутростанционных режимов. Это еще раз подтверждает практическую целесообразность решения оптимизационных задач на эксплуатируемых ГЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беллман Р. Динамическое программирование. М., Изд-во иностр. лит., 1960, 400 с.
2. Васильев С. Я. Результаты натурных испытаний гидротурбин Новосибирской ГЭС. — «Материалы совещания по гидростроительству и эксплуатации гидроэлектростанций Сибири и Северо-Восточного Казахстана», 1963, с. 291—297. (НТОЭиЭП).
3. Веников В. А. Применение методов кибернетики в электрических системах. М., Изд. МЭИ, 1962, 40 с.
4. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М., «Наука», 1969, 572 с.
5. Владиславлев Л. А. Испытания гидромеханического оборудования электрических станций. М., Госэнергоиздат, 1957, 152 с.
6. Высоцкий О. А., Обрезков В. И., Филиппова Т. А. Зоны идентичности использования автооператоров и АСУ режимами ГЭС. — В кн.: Электроэнергетика и автоматика. Кишинев, «Штиинца», 1972, вып. 14, с. 89—93.
7. Глейзер Д. Организационные формы использования ЭВМ. — В кн.: Новая техника в системе управления производством за рубежом. М., «Прогресс», 1972, с. 91—106.
8. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в электроэнергетических системах. М.—Л., «Госэнергоиздат», 1959, 248 с.
9. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электростанциями. М.—Л., «Госэнергоиздат», 1949, 256 с.
10. Гродецкий М. В. Вычисление энергетических характеристик агрегатов по априорной информации и экспериментальным данным. — В кн.: Выбор состава работающего оборудования энергосистем. Кишинев, Изд-во АН Молд. ССР, 1970, с. 113—116.
11. Гродецкий М. В., Денисенко В. Г. Метод выбора состава работающего оборудования. — В кн.: Электроэнергетика и автоматика. Кишинев, «Штиинца», 1971, вып. 8, с. 12—18.
12. Демидович Б. П., Марон И. А. Основы вычислительной математики. М., «Наука», 1970, 664 с.
13. Дерзский В. Г., Цукерник Л. В. Применение метода статистического моделирования на ЦВМ для оценки влияния погрешности характеристик относительных приростов. — «Электрические станции», 1970, № 7, с. 15—20.
14. Журавлев В. Г. Применение динамического программирования для оптимизации внутростанционного режима ГЭС. — «Электрические станции», 1965, № 12, с. 32—37.
15. Зайдель А. Н. Элементарные оценки ошибок измерений. М., «Наука», 1967, 89 с.

16. Золотарев Т. Л. К вопросу оптимизации параметров водохозяйственных систем. — В кн.: Проблемы гидроэнергетики и водного хозяйства. Алма-Ата, «Наука», 1964, вып. 2, с. 41—67.
17. Калевич В. В., Маврович Ц. А. Построение энергетической характеристики ТЭС блочного типа в темпе производства. — В кн.: Выбор состава работающего оборудования энергосистем. Кишинев, Изд-во АН Молд. ССР, 1970, с. 128—132.
18. Картвелишвили Н. А. Влияние погрешности характеристик относительных приростов на эффект оптимального распределения нагрузок между электростанциями. — «Известия АН СССР. Энергетика и автоматика», 1959, № 6, с. 16—22.
19. Клетеник А. П. Аналитическое представление рабочих характеристик агрегатов ГЭС. — В кн.: Техничко-экономические показатели оптимального режима эксплуатации гидроэлектростанций. Новосибирск, «Наука», 1967, с. 46—61.
20. Ковалевская Л. В., Филиппова Т. А. Возможность использования метода ветвей и границ для определения состава агрегатов гидроэлектростанций. — «Труды СибНИИЭ», 1972, вып. 23, с. 130—135.
21. Корбут А. А., Финкельштейн Ю. Ю. Дискретное программирование. М., «Наука», 1969, 368 с.
22. Кутлер П. П. Оценка перерасхода топлива на ТЭС методом Монте-Карло. — «Теплоэнергетика», 1968, № 8, с. 71—73.
23. Кучкин М. Д. Автоматическое управление и контроль режима работы гидростанций. М., «Энергия», 1967, 239 с.
24. Лазебник А. И. Применение метода ветвей и границ для оптимизации состава работающих агрегатов энергосистемы. — «Материалы семинара по кибернетике», 1970, вып. 21, с. 3—28. (АН Молд. ССР).
25. Ларионов В. С. Аппроксимация энергетических характеристик гидроагрегатов с использованием Д-оптимальных планов. — В кн.: Оптимальное управление энергетическими режимами электростанций. Новосибирск, Изд. НЭТИ, 1974, с. 36—42.
26. Льюс Р. Д., Райфа Х. Игры и решения. М., Изд-во иностр. лит., 1961, 642 с.
27. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М., «Энергия», 1963, 360 с.
28. Межиборский М. А. Некоторые вопросы алгоритмизации управления сложным объектом с непрерывным производством (на примере многоагрегатной ГЭС). Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. М., 1969, 38 с. (ЭНИН имени Г. М. Кржижановского).
29. Методы решения оптимизационных энергетических задач на цифровых вычислительных машинах. Кишинев, «Карта молдовеняскэ», 1968, 175 с.
30. Митина С. А., Нейштадт И. С. Бесконтактный автооператор для оптимизации числа и состава работающих агрегатов на ГЭС. — «Электрические станции», 1972, № 1, с. 31—34.
31. Никитин С. Н. Методика водноэнергетических расчетов. М.—Л., «Госэнергоиздат», 1959, 510 с.
32. Новые идеи в планировании эксперимента. Под ред. Налимова В. В. М., «Наука», 1969, 334 с.
33. Обрезков В. И. Оптимизация длительных режимов работы ГЭС в каскаде и энергосистеме. — «Труды МЭИ», 1965, вып. 62.

34. Павлов Г. М., Кантан В. В. К вопросу точности решения задачи наилучшего распределения активных нагрузок. — «Электричество», 1964, № 1, с. 10—18.
35. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., «Энергия», 1968, 224 с.
36. Сейфулла Д. О. О дифференциальных энергетических характеристиках ГЭС и методике их построения. — «Труды МЭИ», 1963, вып. 46, с. 61—79.
37. Смирнов К. А. Выбор наиболее экономичного состава включенных агрегатов. — «Электричество», 1962, № 1, с. 12—16.
38. Смирнов К. А. Абсолютный и относительный оптимум при выборе экономического состава агрегатов в энергосистеме. — «Электричество», 1962, № 6, с. 18—24.
39. Турбинное оборудование гидроэлектростанций. Руководство для проектирования. Под ред. Морозова А. А. М.—Л., Госэнергоиздат, 1958, 519 с.
40. Урин В. Д. Опыт разработки и эксплуатации автооператоров гидростанций. М., «Энергия», 1969, 100 с.
41. Филиппова Т. А. Эксплуатационные режимы гидроэлектростанций. Новосибирск, «Наука», 1968, 193 с.
42. Филиппова Т. А. Влияние внутростанционного распределения нагрузки на энергоэкономические показатели ГЭС. — «Гидротехническое строительство», 1965, № 2, с. 17—20.
43. Филиппова Т. А. Алгоритм выбора оптимального числа и состава работающих агрегатов эксплуатируемых ГЭС. — «Электричество», 1969, № 3, с. 87—89.
44. Филиппова Т. А. Задачи и методы оптимизации режимов энергосистем. Новосибирск, Изд. НЭТИ, 1973, 84 с.
45. Цветков Е. В. Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами гидроэлектростанций на ЦВМ. М., «Энергия», 1967, 133 с.
46. Цветков Е. В. Алгоритм решения на ЦВМ трех энергетических задач во времени. — «Известия АН СССР. Энергетика и автоматика», 1962, № 1, с. 54—63.
47. Чернятин И. А. Эксплуатационные энергетические испытания гидротурбинных блоков и агрегатов на гидростанциях. — «Гидротехническое строительство», 1958, № 7, с. 30—35.
48. Чокин Ш. Ч. Расчетная обеспеченность работы гидроэлектростанций. Алма-Ата, Изд-во АН Каз.ССР, 1958, 270 с.
49. Шторм Р. Теория вероятностей. Математическая статистика. Статистический контроль качества. М., «Мир», 1970, 368 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава первая. Рациональное использование гидроэлектростанций в энергетической системе	8
1-1. Основные концепции решения режимных задач	8
1-2. Выбор состава работающих агрегатов в энергетических системах	13
1-3. Наиболее выгодное распределение нагрузки в смешанных энергосистемах	19
1-4. Эффективность оптимизации режима гидроагрегатов в энергетической системе	22
Глава вторая. Методы оптимизации состава работающих агрегатов гидроэлектростанций	27
2-1. Инженерная и математическая постановка задачи оптимизации состава и режима гидроагрегатов	27
2-2. Оптимизация состава и режима агрегатов методом ветвей и границ	34
2-3. Учет специфических особенностей ГЭС при использовании метода ветвей и границ	43
2-4. Блок-схема алгоритма оптимизации режима агрегатов по методу ветвей и границ	48
2-5. Использование метода динамического программирования для построения оптимальных энергетических характеристик ГЭС	52
2-6. Алгоритм оптимизации, основанный на сочетании методов динамического программирования и направленного поиска	58
2-7. Блок-схема алгоритма оптимизации режимов агрегатов по методу динамического программирования	63
2-8. Оптимизация числа и состава агрегатов методом направленного поиска вариантов	67
2-9. Блок-схема алгоритма направленного перебора	73
2-10. Компромиссные методы оптимизации режима агрегатов	76
2-11. Оптимизация режима агрегатов с учетом пусковых расходов	79
2-12. Сравнительная оценка методов оптимизации	84
Глава третья. Рациональное управление режимами гидроагрегатов в АСУ ГЭС	92
3-1. Общие условия оперативного управления агрегатами	92
3-2. Структурные схемы управления агрегатами при использовании библиотеки характеристик станций	97

3-3. Схема алгоритма управления режимами агрегатов с использованием метода ветвей и границ	105
3-4. Схема алгоритма управления режимами агрегатов с использованием метода направленного поиска	110
3-5. Показатели эффективности оптимизации режимов агрегатов	113
3-6. Эффективность различных способов управления составами агрегатов	120
Глава четвертая. Натурные энергетические характеристики гидроагрегатов	125
4-1. Достоверность характеристик гидроагрегатов	125
4-2. Различие натуральных характеристик гидроагрегатов	128
4-3. Дифференциальные характеристики агрегатов	132
4-4. Влияние конструктивных и режимных факторов на энергетические характеристики агрегатов	137
4-5. Качество натуральных характеристик гидроагрегатов	142
4-6. Статистическое определение изменчивости к. п. д. агрегатов	148
4-7. Примеры статистического прогнозирования изменчивости к. п. д. агрегатов	152
4-8. Аппроксимация энергетических характеристик агрегатов	160
4-9. Некоторые соображения о формировании подсистемы расчета энергетических характеристик агрегатов АСУ ГЭС	169
4-10. Структурная блок-схема подсистемы расчета характеристик агрегатов	175
Глава пятая. Методика и примеры решения некоторых практических задач	179
5-1. Эксплуатационные характеристики гидроэлектростанций	179
5-2. Эффективность автоматического управления агрегатами с помощью средств режимной автоматики	184
5-3. Количественные показатели эффективности оптимизации режимов агрегатов, полученные на примерах эксплуатируемых гидроэлектростанций	192
5-4. Особенности оценки эффективности оптимизации режимов в АСУ ГЭС	199
Список литературы	203