

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

В.Н. ШАРИФУЛЛИН, А.Х. МАРДИХАНОВ,  
А.В. ШАРИФУЛЛИН

ОПЕРАТИВНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
И ОПТИМАЛЬНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ  
КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

МОНОГРАФИЯ

Казань 2016

УДК 621.311.21

ББК 31.57

Ш25

*Рецензенты:*

доктор технических наук, профессор Казанского национального  
исследовательского технического университета *Н.Е. Роднищев*;  
доктор технических наук, профессор Казанского государственного  
энергетического университета *К.Х. Гильфанов*

**Шарифуллин В.Н., Мардиханов А.Х., Шарифуллин А.В.**

Ш25 Оперативное моделирование и оптимальное планирование  
краткосрочных режимов гидроэлектростанции: монография /  
В.Н. Шарифуллин, А.Х. Мардиханов, А.В. Шарифуллин. – Казань:  
Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – 103 с.

**ISBN 978-5-89873-445-9**

В работе обобщен существующий опыт в вопросах моделирования и оптимизации краткосрочных режимов ГЭС, предложена методика оперативного моделирования производства с уточнением в режиме реального времени гидравлических и энергетических характеристик гидроагрегатов. Описаны методика оптимального планирования суточной активной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию, а также методики планирования реактивной мощности гидрогенераторов. Рассмотрены структура и содержание программного комплекса оптимального планирования нагрузки гидроэлектростанции, функционирующего в составе ее АСУ и позволяющего в оперативном режиме уточнять модель процесса производства электроэнергии и рассчитывать оптимальные режимы работы ГЭС.

Монография предназначена для студентов энергетических направлений подготовки и научно-педагогических работников, специализирующихся в области управления ГЭС.

УДК 621.311.21

ББК 31.57

**ISBN 978-5-89873-445-9**

© Шарифуллин В.Н., Мардиханов  
А.Х., Шарифуллин А.В., 2016

© Казанский государственный  
энергетический университет, 2016

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

<b>Сокращенное название</b>	<b>Полное название</b>
ГРАМ	Групповой регулятор активной мощности
ГЭС	Гидроэлектростанция
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
ОРЭМ	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
ГРЭС	Государственная районная электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
СО ЕЭС	Системный оператор Единой энергетической системы
ОДУ	Объединённое диспетчерское управление
НТЦ	Научно-технический центр
НА	Направляющий аппарат
КПД	Коэффициент полезного действия
РСВ	Рынок на сутки вперед
БР	Балансирующий рынок
РД	Регулируемые договора
УНБ	Уровень нижнего бьефа
УВБ	Уровень верхнего бьефа

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Одним из аспектов успешного развития любой отрасли является организация экономичной научно-обоснованной эффективной работы производственных объектов. Особенно это актуально в одной из ведущих отраслей экономики нашей страны – гидроэнергетике. Гидроэнергетике принадлежит заметная роль в электроэнергетике государства, на ее долю приходится около 20 % всей выработанной электрической энергии в стране. В обеспечении оптимального и надежного электроснабжения всех отраслей гидроэлектростанции (ГЭС) играют заметную роль. Высокая надежность работы электросилового оборудования, высокая производительность труда, отсутствие транспортных операций по перевозкам топлива, высокая маневренность и быстрота выполнения операций по пуску и останову гидроагрегатов – все это делает гидроэлектростанции, по существу, незаменимыми источниками энергоснабжения [1].

Весь цикл пуска гидроагрегатов ГЭС с включением в сеть (без набора нагрузки) продолжается не более 40–50 с. Полный набор нагрузки гидроагрегатами с холостого хода занимает не более 40–50 с. Для сравнения можно сказать, что только растопка котлов на государственной районной электростанции (ГРЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) занимает несколько часов.

Преобладающая часть ГЭС работает в энергосистемах, охваченных диспетчерским управлением, – это ГЭС, находящиеся в сфере действия системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) России и объединенных энергосистем [2]. Во всех энергосистемах ГЭС работают по суточным графикам нагрузки и только в паводок и половодье действуют в базисном режиме (в постоянном режиме работы). Одной из особенностей суточного графика нагрузки ГЭС в современных условиях является его неравномерность, связанная в основном условиями неравномерного распределения тарифа отпущенной электроэнергии в течение суток (дифференцированный тариф) [3]. На режим работы ГЭС, в условиях неравномерного распределения нагрузки, существенное влияние оказывают особенности технологического процесса производства электроэнергии. Сюда входит необходимость учета изменения во времени уровней бьефов, разного рода технологических ограничений режима

гидроагрегата, выбора состава и количества агрегатов, схемы электрической коммутации агрегатов на генераторном напряжении и др. [4, 5]. В этих условиях ГЭС (как самостоятельное предприятие) стремится наиболее оптимально для себя использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени запасы воды. Оптимальное планирование суточного режима работы ГЭС в каскаде и в отдельности обеспечивает максимальную эффективность производства электрической энергии с использованием энергии воды.

В данной работе авторы обобщили существующий опыт в вопросах моделирования и оптимизации краткосрочных режимов ГЭС и предложили новые методики оперативного моделирования и оптимизации суточной нагрузки ГЭС. Существенным отличием данной монографии от существующих по рассматриваемой проблеме является то, что в ней рассмотрена также и программная реализация предложенных методик, а именно: вопросы разработки программного комплекса, функционирующего в составе АСУ гидростанции и позволяющего в оперативном режиме уточнять модель процесса производства электроэнергии и рассчитывать оптимальные режимы работы ГЭС.

## **ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС**

### **1.1. Основные задачи повышения экономичности производства электрической энергии на ГЭС на современном этапе**

Гидроэнергетике принадлежит заметная роль в электроэнергетике России. На долю выработанной энергии гидростанциям приходится около 20 % от всей электроэнергии в стране. Гидроэнергостроительство в нашем государстве было ориентировано в основном на каскадное использование водотоков. Это обеспечило наиболее полное использование водных ресурсов рек, улучшило технико-экономические показатели ГЭС и их эксплуатационные характеристики, создало условия для ускорения транспортной реконструкции водных путей.

Гидроузлы, включающие в себя гидроэлектростанции и гидросооружения, по напору подразделяются на низконапорные, средненапорные и высоконапорные (более 100 м.).

Гидроэлектростанции на Волжско-Камском каскаде относятся низко- и средненапорным гидроузлам, так как их строительство осуществлялось на равнинных (преимущественно судоходных) реках. Эти реки характеризуются чрезвычайной неравномерностью стока во времени, значительными паводковыми расходами и сплошными ледовыми условиями. В состав сооружений низко- и средненапорных гидроузлов на равнинных реках обычно входит: грунтовая плотина, занимающая основную часть напорного фронта; бетонная водосливная плотина, предназначенная для пропуска паводка и эксплуатационных расходов водотока; здание ГЭС, зачастую совмещенное с бетонной плотиной; судоходные сооружения, располагаемые в берегах и на надпойменных террасах.

На современном этапе гидростанциям предъявляются жесткие эксплуатационные требования по: 1) длительности работы при минимальных и номинальных мощностях; 2) возможности перезагрузки станции; 3) останову и пуску гидроагрегатов; 4) быстрому набору нагрузки с минимальной потерей КПД; 5) высокой надежности оборудования.

Современные гидростанции в большинстве случаев отвечают указанным требованиям. Они обладают высокими маневренностью, скоростью пуска, КПД и малыми потерями регулирования, сравнительно легко поддаются автоматизации. Большая роль в повышении эффективности производства электроэнергии на ГЭС отводится математическому моделированию и оптимизации процессов [9–13].

Преобладающая часть гидроэлектростанций работает в энергосистемах, охваченных диспетчерским управлением, – это гидроэлектростанции, находящиеся в сфере действия системного оператора Единой энергетической системы России и объединенных энергосистем. Во всех энергосистемах гидроэлектростанции работают по суточным графикам нагрузок и только в паводковые сезоны действуют в базисном режиме (в постоянном режиме работы).

Одним из аспектов успешного развития любой отрасли является организация экономичной научно-обоснованной эффективной работы производственных объектов. Особенно это актуально в одной из ведущих отраслей экономики нашей страны – гидроэнергетике. Используя прогнозируемые водные ресурсы, можно организовать оптимальные режимы работы гидроэлектростанции. Современная гидроэнергетика требует интеграции и автоматизации решения следующих задач [7–9]:

1. Комплексное использование водных ресурсов с учетом прогнозирования и оптимизации использования стоков рек.

2. Организация экономичной работы отдельных ГЭС.

Рассмотрим подробнее первую задачу. Годовая энергоотдача гидроэлектростанции в значительной степени зависит от водности года и наличия регулируемых объемов. Многоводные и маловодные периоды охватывают часто по несколько смежных лет, четкой последовательности, однако, не наблюдается. Важно отметить, что эффект сезонного и многолетнего регулирования стока увеличивается в связи с тем, что многие гидроэлектростанции работают в каскадах. Волжско-Камский каскад ГЭС располагает полезным объемом водохранилищ с энергетическим эквивалентом примерно 10 млрд кВт·ч, что обеспечивает сезонное регулирование. Количество часов использования мощности за счет аккумуляции энергии составляет около 1200 ч.

В обеспечении оптимального и надежного электроснабжения всех отраслей гидроэлектростанции играют заметную роль. Хорошая надежность работы электросилового оборудования, положительная производительность труда, отсутствие транспортных операций по перевозкам топлива, высокая маневренность и быстрота выполнения операций по пуску и останову гидроагрегатов – все это делает гидроэлектростанции, по существу, незаменимыми источниками энергоснабжения.

При работе ГЭС, действующих в каскаде комплексов гидроузлов, повышение энергетической отдачи связано с оптимизацией водного режима. Для оптимизации водного режима комплексного гидроузла важно

улучшение планирования использования водных ресурсов. С учетом чрезвычайной неравномерности стока по времени эффективное планирование немислимо без совершенствования прогнозирования речного стока. Таким образом, гидрологические прогнозы играют существенную роль в осуществлении хозяйственной деятельности гидроэнергетики. В период эксплуатации каскадов ГЭС они используются в целях оптимизации режимов регулирования сток рек, долгосрочного планирования (годовые, сезонные) выработки электрической энергии и принятия мер по пропуску паводков через гидроузлы. При управлении речным стоком нельзя ограничиваться только интересами электроэнергетики и экономической выгодой от дополнительной выработки данной энергии, учитываются также и потребности других потребителей гидроресурсов (рыбного хозяйства, сельского хозяйства, речного транспорта, хозяйственные нужды городов и т.д.), которые, как правило, вступают в противоречие с запросами энергетики. Учитывая хозяйственное значение для разных отраслей производства, органы, ответственные за эффективное планирование использования водных ресурсов в каскадах ГЭС (Росгидромет и др.), разрабатывают и совершенствуют методы долгосрочных прогнозов объема речного стока. Они решают вопросы планирования сработки и наполнения водохранилища в весеннее половодье, внедряют методы его функционирования с точки зрения хозяйственного, многоцелевого использования водных ресурсов в интересах других отраслей.

Вопросы, касающиеся гидрологических прогнозов, изучены и разработаны достаточно глубоко, освещены во многих трудах отечественных и зарубежных авторов.

В настоящее время в пунктах системного оператора Единой энергетической системы России, в объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ), в ведении которых находятся каскадные гидроэлектростанции, организованы достаточно крупные вычислительные центры, внедряющие многоцелевые программы оптимизационных расчетов по водным режимам [1, 6, 14, 15].

Перейдем к рассмотрению второй задачи на современном этапе. Организация экономичного режима работы отдельных гидроэлектростанций предусматривает повышение энергоэффективности получения электроэнергии на ее оптовом рынке (ОРЭ). Повышение энергоэффективности определяется обеспечением максимальной выработки электрической энергии за определенное время (сутки и т.д.), исходя из поступающей в водохранилище приточности за это же время



с учетом заданных на определенный сезон перепадов отметок уровня возле створа гидроузла.

Если учитывать и нелинейную форму торгового графика предлагаемой ГЭС по ОРЭ, то общая задача организации экономичного режима работы гидроэлектростанции является весьма нетривиальной (даже при наличии качественных измеряющих устройств) и зависит от множества условий, в том числе и противоречивых.

Современная гидроэнергетика требует интеграции и автоматизации задач по ведению экономичного режима работы гидроэлектростанции. Следовательно, возникает научный интерес к разработке численных методов решения этих задач с учетом дальнейшей их практической реализации в виде прикладного программного обеспечения.

Решению этого круга задач традиционно посвящены работы Института систем энергетики им. Мелентьева (ИСЭМ) РАН, Московского энергетического института (МЭИ) и их филиалов, Научно-исследовательского института Электроэнергетики (филиал ОАО НТЦ-ВНИИЭ), ОР ГРЭС, Союзтехэнерго, инженерных центров при региональных энергосистемах. Анализ этих трудов позволяет говорить о том, что довольно глубоко изучены вопросы эффективности производства электрической энергии в современных условиях для отдельных конкретных условий с ограничениями.

Однако вопросам обобщенного универсального решения по ведению экономичного режима работы гидроэлектростанции в условиях деятельности в ОРЭ уделено недостаточное внимание.

## **1.2. Основные задачи оптимизации режимов ГЭС и регулирования стока водохранилищ**

Гидростанции являются частью энергетической системы региона, включающей также и тепловые станции. ГЭС характеризуются очень высокой маневренностью, поэтому они призваны, в первую очередь, обеспечить покрытие наиболее неравномерной пиковой части графиков электрических нагрузок энергетической системы, а также осуществлять аварийный резерв мощности. В то же время производство электроэнергии на ГЭС требует повышения основных его экономических показателей.

В целях обеспечения графика производства электроэнергии в регионе гидростанциями осуществляется краткосрочное (суточное, недельное), долгосрочное (сезонное, годовое многолетнее) регулирование стока водохранилищ [4, 6, 7, 13]. При этом на процесс регулирования стока

водохранилища накладывается стохастическая природа речного стока, характеризующегося его неравномерностью и изменчивостью, обусловленная геофизическими и метеорологическими факторами. Это усложняет планирование и анализ режимов.

Основные задачи расчета энергетических режимов ГЭС, изложенные в работах [6]–[9], будут следующими.

1. Задачи планирования долгосрочного водноэнергетического баланса:

- 1.1) расчет долгосрочных режимов ГЭС на заданные параметры;
- 1.2) расчет допустимых долгосрочных режимов ГЭС;
- 1.3) расчет оптимальных многолетних режимов ГЭС;
- 1.4) расчет оптимальных годовых (сезонных) режимов ГЭС;
- 1.5) ретроспективный анализ долгосрочных режимов ГЭС.

2. Задачи планирования краткосрочного водноэнергетического баланса:

- 2.1) расчет краткосрочных режимов ГЭС на заданные параметры;
- 2.2) расчет допустимых краткосрочных режимов энергосистем с ГЭС;
- 2.3) расчет оптимальных краткосрочных режимов энергосистем с ГЭС;
- 2.4) дооптимизация краткосрочных режимов ГЭС при учете неустановившегося движения воды в бьефах ГЭС;
- 2.5) дооптимизация краткосрочных режимов ГЭС при учете невыпуклых характеристик ГЭС;
- 2.6) ретроспективный анализ краткосрочных режимов ГЭС.

3. Задачи оперативного управления режимами ГЭС:

- 3.1) корректировка режимов ГЭС на период до конца суток;
- 3.2) оперативная корректировка режимов ГЭС на заданный момент времени;
- 3.3) ретроспективный анализ оперативных режимов ГЭС.

Расчеты режимов ГЭС на предстоящий квартал, месяц или неделю обычно сводятся к уточнению ее режимов до конца годового цикла регулирования ее водохранилищ при одновременном уточнении режима на предстоящий квартальный, месячный или недельный интервал времени. При таких уточнениях целесообразно для начала расчетного периода брать недельные интервалы времени. В состав задач долгосрочного цикла включаются и задачи ретроспективного анализа долгосрочных режимов ГЭС, т.е. сопоставление по показателю целевой функции (топливу, выработке энергии) фактического, планового и оптимального режимов

ГЭС. Такой анализ представляет определенный интерес с точки зрения выяснения эффективности использования речного стока и проверки правильности функционирования алгоритмов долгосрочного планирования.

При краткосрочном планировании режимов ГЭС решаются задачи расчета недельного и суточного регулирования их водохранилищ, а также задачи ретроспективного анализа отдельно недельных и суточных режимов ГЭС.

В состав задач краткосрочного планирования и оперативного управления режимами ГЭС в качестве самостоятельной включается и задача расчета суточных графиков уровней воды в бьефах ГЭС и удаленных от нее створах с учетом нестационарного движения воды.

В данной монографии рассматриваются вопросы оптимизации суточных режимов. Планирование суточных режимов является одной из основных функций диспетчерских управлений как ГЭС, так и всей энергосистемы региона. При суточном планировании определяются параметры почасовой выработки электроэнергии на ГЭС и расходов воды.

Задачи планирования и оптимизации краткосрочных режимов ГЭС рассматривались ранее в работах [10–15]. При этом критерии оптимальности и ограничения учитывали существовавшую централизацию энергосистемы страны и существующую ранее социально-экономическую систему.

Рассмотрим основные задачи оптимизации и краткосрочного планирования режима ГЭС, изложенные в некоторых литературных источниках.

### **1.2.1. Задача оптимального распределения нагрузки между параллельными агрегатами**

Одной из важных задач оптимизации краткосрочных режимов ГЭС, решаемых на электростанциях, является задача оптимального распределения нагрузки между параллельными агрегатами. Методы ее решения рассмотрены в трудах [8–10]. Разработаны алгоритмы и программы расчетов оптимального распределения нагрузки. Эта задача внедрена на многих гидроэлектростанциях.

Задача заключается в таком распределении нагрузки между агрегатами, при котором расход воды через ГЭС при заданной ее мощности будет минимальным. Путем преобразований с использованием метода множителей Лагранжа получено, что

оптимальным распределением нагрузки будет работа агрегатов с равными относительными приростами, т.е.:

$$b_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} = idem. \quad (1.1)$$

В условиях эксплуатации желательно при распределении нагрузки между агрегатами использовать не характеристики, а текущие измерения относительных приростов, т.е. нужно измерить расходы воды  $Q_1$  и  $Q_2$  и мощности  $P_1$  и  $P_2$  с малым шагом дискретности, т.е. получить

$$b = (Q_2 - Q_1)/(P_2 - P_1). \quad (1.2)$$

В настоящее время для управления нагрузкой агрегатов в темпе процесса применяются автоматические устройства группового регулирования активной (ГРАМ) и реактивной (ГРАРМ) мощностями. В системе ГРАМ распределение нагрузки станции между агрегатами либо равномерное, либо с постоянными коэффициентами. Если автоматические устройства ГРАМ работают в сочетании с управляющими ЭВМ, то появляется возможность устанавливать коэффициенты, близкие к оптимальным. Оптимальный режим определяется из условия равенства относительных приростов агрегатов, т.е. решается следующая система уравнений:

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n = r, \quad (1.3)$$

$$P_1 + P_2 + \dots + P_n = P_s. \quad (1.4)$$

При этом каждый агрегат моделируется его характеристикой относительных приростов  $b(P)$ . С задатчика нагрузки поступает значение нагрузки станции  $P_s$  и затем подбирается такое значение коэффициента  $r$ , при котором мощности агрегатов дают в сумме значение  $P_s$ . Рассчитанные значения мощностей  $P_1, P_2, \dots, P_n$  и будут через ГРАМ установлены на агрегатах.

### 1.2.2. Задача оптимизации количества и состава работающих агрегатов

Рассмотрим задачу оптимизации состава агрегатов. Эта задача относится к группе важнейших и рассматривается в работах [8–11]. Известно, что работа с неоптимальными количеством и составом приводит к снижению КПД ГЭС на 1–5 %. Оптимальное управление составом

агрегатов затрудняется неопределенностью исходной информации. Нагрузки энергосистемы, частота, напряжение, располагаемые мощности электростанций, возможные для использования гидроресурсы и другие показатели являются обычно случайными величинами. Режимы ГЭС в этом случае также имеют некоторую неопределенность. Таким образом, выбор состава агрегатов ГЭС является частью важнейших общесистемных задач и решать ее необходимо с учетом всех взаимосвязей с другими режимными задачами системы.

Выбор наилучшего состава агрегатов производится обычно по критерию минимума расхода воды через ГЭС при заданной ее мощности. В работе [8] приведена следующая целевая функция задачи.

$$\Delta W = \sum_{t=1}^{t=m} \Delta Q_t \Delta t + \sum_{t=1}^{t=m} \Delta Q_{\text{СК}} \Delta t + \sum_{t=1}^{t=m} \Delta Q_{\text{П}} \Delta t \Rightarrow \min, \quad (1.5)$$

где  $\Delta Q_t$  – потери расхода на станции при увеличении числа агрегатов в режиме ГР по сравнению с оптимальным планом (они могут быть найдены, если повысить число агрегатов по сравнению с оптимальным);  $\Delta Q_{\text{СК}}$  – потери расхода (или активной мощности) при работе агрегатов в режиме СК;  $\Delta Q_{\text{П}}$  – пусковые расходы при включении СК.

Задача решается с учетом следующих ограничений:

- 1) вектор состава СК в интервале  $t$  находится из числа агрегатов, не включенных в вектор состава ГР;
- 2) проверяется баланс реактивных мощностей станции;
- 3) проверяется резерв реактивных мощностей на работающих агрегатах;
- 4) проверяется ограничение по реактивным мощностям агрегатов (реактивная мощность агрегатов должна находиться в допустимых пределах).

Для решения задачи используется исходная информация, приведенная в табл. 1.1.

В работе [11] изложен алгоритм поиска оптимального состава. Поиск производится на основании сравнения напорно-мощностных энергетических характеристик агрегатов. Для этого агрегаты ранжируются по значениям КПД при равных мощностях. На первое место ставится агрегат с самым большим КПД и т.д. Естественно, что первые  $Z$  (количество) агрегатов и будут оптимальными. Сравнивая расходы воды через ГЭС при разных числах агрегатов, можно определить оптимальные состав и количество рабочих агрегатов.

### Исходная информация при решении задачи

Наименование информации	Характеристика информации
Энергетические характеристики агрегатов	Нормативно-справочная
Другие характеристики (для определения напоров ГЭС, реактивной мощности агрегатов и др.)	Нормативно-справочная
Константы, весовые показатели, оценки срабатывания предупредительных защит и др.	Нормативно-справочная
Графики активных, реактивных и резервных мощностей	Плановая
Данные о плановом состоянии агрегатов, схеме электрических соединений, включенных ВЛ	Плановая
Ограничения по мощности, составу и числу агрегатов	Плановая
Данные о текущем состоянии агрегатов	Оперативно-производственная
Текущие значения параметров режима агрегатов, ГЭС, ВЛ, отдельных частей станции	Оперативно-производственная
Управляющие сигналы и контроль за их исполнением	Оперативно-производственная
Средний отчетный КПД, расход, мощность и другие показатели агрегатов, ГЭС, частей станции	Отчетная

В задачах планирования суточной нагрузки задается обычно не мощность ГЭС, а расход воды, при этом используется обычно напорно-расходная характеристика агрегата, поэтому изложенная выше методика требует определенной корректировки, что и запланировано в данной монографии.

#### 1.2.3. Задача оптимального планирования суточной нагрузки энергосистемы ТЭС – ГЭС

Задача оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС формулируется в разных постановках. Задачи совместной оптимизации систем ТЭС – ГЭС рассмотрены в работах [9–11]. В них требуется найти суточный (почасовой) режим мощностей ГЭС и ТЭС (совместно или отдельно), при котором минимизируется расход топлива на тепловых станциях.

Рассмотрим задачу совместной оптимизации краткосрочного режима ГЭС и ТЭС, работающих в составе объединенной энергосистемы. Энергосистема представлена эквивалентной электрической схемой. Учитываются потери энергии и ограничения по перетокам в электрической сети. Гидроэлектростанции могут располагаться в одном или нескольких каскадах. Расчетным периодом является суточный или недельный период. Задача решается в дискретной постановке, расчетный период разбит на дискретные часовые интервалы. Рассматриваемая модель является однокритериальной, в качестве критерия оптимальности принят минимум расхода условного топлива. Напоры на ГЭС принимаются постоянными в течение всего цикла регулирования.

Учитываются интегральные ограничения в форме заданного на расчетный период расхода воды через ГЭС или выработки энергии ГЭС. Приняты следующие основные обозначения:  $i$  – номер расчетного интервала;  $j$  – номер ГЭС;  $Z_{вб\ i,j}$ ,  $Z_{нб\ j}$ ,  $W_{i,j}$  – соответственно, уровни верхнего, нижнего бьефов ГЭС и объем водохранилища на начало  $i$ -го интервала;  $Q_{в\ i,j}$ ,  $Q_{нб\ i,j}$ ,  $H_i$ ,  $N_{ГЭС\ i,j}$  – соответственно, средние в  $i$ -м интервале расходы из водохранилища и в нижний бьеф, напоры, мощности ГЭС;  $\Delta t_i$  – длительность интервала;  $m$  – число ГЭС;  $n$  – число интервалов;  $P_{i,j}$  – мощность ТЭС в  $j$ -м узле (в узлах электрической схемы для  $j = \overline{1, m}$  располагаются ГЭС, в узлах  $j = (m + 1), \dots, (m + r)$  располагаются ТЭС);  $P_{н\ i,j}$  – нагрузка  $j$ -го узла в  $i$ -м интервале;  $P_{л\ i,l}$  – поток мощности по  $l$ -й линии в  $i$ -м интервале (всего линий  $l = \overline{1, L}$ );  $\sigma_{i,j}$  – относительный прирост потерь в сетях;  $\pi_i$  – потери в сетях в  $i$ -м интервале.

В качестве независимых переменных берутся часовые мощности ГЭС и эквивалентных ТЭС  $P_{i,j}$ . Через  $x = \{x_{i,j}, j = \overline{1, n}; j = \overline{1, (m+r)}\}$  обозначен вектор независимых переменных ( $x_{i,j} = N_{ГЭС\ i,j}, j = \overline{1, m}; x_{i,j} = P_{i,j}, j = \overline{(m+1), (m+r)}$ ). Требуется найти режим мощностей ГЭС и ТЭС, минимизирующий суммарный расход топлива на тепловых станциях за расчетный период

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m+r} f_i(x_{i,j}) \Delta t \rightarrow \min \quad (1.6)$$

и удовлетворяющий заданной системе ограничений:

1) по балансу активных мощностей в энергосистеме:

$$N(x) = \sum_{j=1}^m N_{ГЭС\ i,j} + \sum_{j=m+1}^r P_{i,j} - \sum_{j=1}^{m+r} P_{н\ i,j} - \pi_i = 0; i = \overline{1, n}; \quad (1.7)$$

2) по мощностям ГЭС и ТЭС:

$$N_{\text{ГЭС min } i,j} \leq N_{\text{ГЭС } i,j} \leq N_{\text{ГЭС max } i,j}; \quad i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m}; \quad (1.8)$$

$$P_{\text{min } i,j} \leq P_{i,j} \leq P_{\text{max } i,j}; \quad i = \overline{1, n}; j = \overline{(m+1), (m+r)}; \quad (1.9)$$

3) по перетокам по контролируемым линиям:

$$P_{\text{л min } i,j} \leq P_{\text{л } i,j} \leq P_{\text{л max } i,j}; \quad i = \overline{1, n}; l = \overline{1, L}; \quad (1.10)$$

4) по скорости набора нагрузок ТЭС:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{min } i,j} \leq (P_{i,j} - P_{(i-1)j}) \leq \Delta P_{\text{max } i,j}; \\ i = \overline{1, n}; j = \overline{(m+1), (m+r)}; \end{aligned} \quad (1.11)$$

5) по заданному среднему за расчетный период расходу воды через каждую ГЭС:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{\text{ГЭС } i}, j = Q_{\text{ГЭС } i, j}; \quad j = \overline{1, m}. \quad (1.12)$$

Вместо последнего ограничения может быть ограничение по мощностям ГЭС:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n N_{\text{ГЭС } i,j} = \overline{N}_{\text{ГЭС } i,j}; \quad j = \overline{1, m}. \quad (1.13)$$

Задача решается методом проекции градиента на основе выпуклых расходных характеристик ГЭС. В качестве алгоритма проектирования точки на поверхность ограничений взят метод наискорейшего спуска при оперировании с двойственными переменными.

Используется следующая исходная информация:

- 1) эквивалентная схема электрической сети;
- 2) характеристики ГЭС для ее заданных напоров (расходная и относительных приростов), аппроксимированные полиномами;
- 3) характеристики относительных приростов эквивалентных ТЭС  $b_{i,j}(P_{i,j})$ , заданные кусочно-линейной аппроксимацией (малозначачие поправки к  $b_{i,j}$  рассмотренные в [8–11], не учтены; при необходимости учет их несложен);
- 4) матрицы сетевых коэффициентов для расчета относительных приростов потерь в сети и перетоков по контролируемым линиям;
- 5) прогнозируемые графики электропотребления;
- 6) предельные значения параметров, отвечающие заданной системе ограничений.



В современных экономических условиях гидростанции могут планировать суточную нагрузку, исходя только из своих экономических интересов. Такая задача рассмотрена в работах [12–13]. В этих трудах ставилась задача расчета суточного режима ГЭС, при котором доход от реализации электроэнергии в условиях дифференцированного тарифа будет максимальным. Недостатком этой литературы является отсутствие методов адаптации используемой модели к изменяющимся характеристикам агрегатов и гидродинамическим условиям, что снижает точность прогноза.

В заключение литературного обзора следует отметить следующее. Настоящий этап развития энергетики характеризуется большей свободой электрических станций: нет РАО ЕЭС, нет жесткой привязки к тепловым станциям (ТЭС), появился оптовый рынок электроэнергии и т.д., поэтому возникают новые задачи оптимизации. Кроме того, возрастают требования к точности математической модели, используемой в расчетах. В связи с этим целью настоящей монографии явилась разработка метода и программного комплекса оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию на примере филиала ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС.

Основные задачи, которые необходимо решить в данной монографии: 1) разработка модели, алгоритма и программы расчета уровня нижнего бьефа в условиях его нестационарности; 2) разработка методов непрерывного уточнения гидравлических и энергетических характеристик гидроагрегата по результатам текущего контроля режима; 3) разработка методов и программ оптимизации, учитывающих особенности процесса; 4) разработка программного комплекса оптимального планирования нагрузки ГЭС на предстоящие сутки.

## ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГЭС

### 2.1. Описание объекта моделирования

Математическая модель производства электроэнергии на ГЭС создается на примере Нижнекамской ГЭС, которая входит в Волжско-Камский каскад гидроэлектростанций и находится на водном пути между Жигулевской и Воткинской ГЭС.

Основные бетонные сооружения Нижнекамского гидроузла расположены на левобережной пойме и в пределах бывшей левобережной протоки реки Камы. Судоходный шлюз располагается также на левобережной пойме. Со стороны верхнего бьефа к шлюзу примыкает акватория аванпорта, образованная естественными берегами и искусственно созданной дамбой со стороны реки. В нижнем бьефе от шлюза отходит низовой судоходный канал, соединяющий шлюз с руслом реки. Слева в верхней голове шлюза примыкает левобережная земляная плотина (623 м). По гребню плотины проходят магистральные железная и автомобильная дороги, а также подъездные пути к монтажной площадке. Справа от шлюза располагается здание ГЭС длиной 486,4 м и примыкающая к нему трехпролетная бетонная водосливная плотина длиной 76,5 м.

Водосливная плотина с тремя пролетами, шириной по 20 м каждый, рассчитана на пропуск  $6190 \text{ м}^3$  воды в секунду. Затворы водосливной плотины и проточного тракта ГЭС обслуживаются специальными козловыми кранами щитового отделения верхнего и нижнего бьефов.

Технологическая схема производства состоит из 16 параллельных гидроагрегатов (рис. 2.1). Каждый гидроагрегат включает в себя сороудерживающие решетки, направляющие аппараты, вертикальные поворотно-лопастные турбины типа ПЛ 20/811-В5-1000 с частотой вращения 57,7 об/мин и синхронные генераторы типа СВ 1470/149-104 (напряжение – 13,8 кВ, возбуждение тиристорное). Мощность каждого гидроагрегата – 78 МВт, проектный расчетный напор – 12,4 м, расход электроэнергии на собственные нужды – 0,5 %.

При вращении гидротурбины вода с верхнего бьефа проходит через сороудерживающие решетки в водоприемник прямоугольного сечения и далее, через спиральную камеру и направляющий аппарат, попадает в гидравлическую турбину. Через гидравлическую турбину вода проходит в отсасывающую трубу и выходит снизу в нижний бьеф. При выходе на нижний бьеф скорость воды гасится в водобое и далее через рисбермы

выходит в русло реки. Направляющий аппарат предназначен для регулирования расхода воды через гидравлическую турбину. Отсасывающая труба в виде усеченного прямоугольного конуса оказывает диффузорный эффект. В водобое происходит гашение бурного потока воды, а рисберма имеет бетонное основание и предназначена для исключения размыва дна русла реки. Водоприемник в сечении представляет собой чуть удлиненный прямоугольник и расположен несколько ниже уровня верхнего бьефа. Спиральная камера обеспечивает плавный вход воды в камеру рабочего колеса. Разрез по оси гидроагрегата представлен на рис. 2.2.

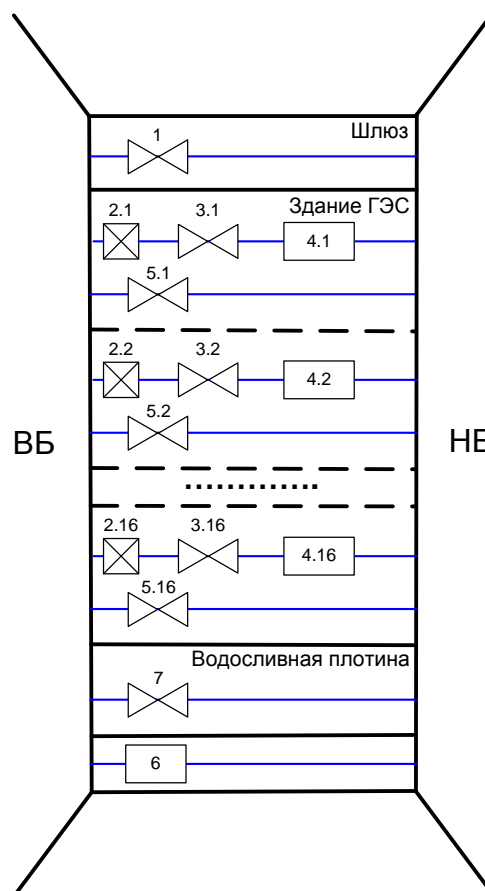


Рис. 2.1. Принципиальная технологическая схема производства электроэнергии на Нижнекамской ГЭС: 1 – затвор шлюзования; 2.*n* – сороудерживающие решетки; 3.*n* – направляющие аппараты; 4.*n* – гидротурбины; 5.*n* – затворы донных водосбросов; 6 – фильтрация воды; 7 – затворы водосливной плотины

Ограничения по режиму работы ГЭС: уровень верхнего бьефа (УВБ) в интервале 62,3–62,5 м; минимальный уровень в нижнем бьефе (УНБ)  $Z_{\text{нб min}}^{\text{нк ГЭС}} = 49,2$  м, минимальный напор станции  $H_{\text{min}} = 4,5$  м. ГЭС со стороны нижнего бьефа имеет переменный подпор от нижележащей Жигулевской ГЭС.

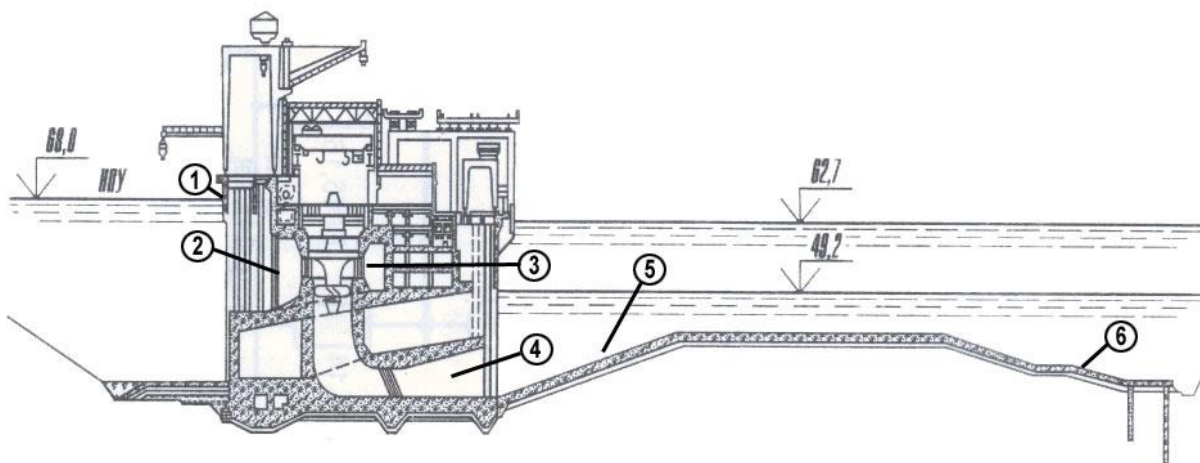


Рис. 2.2. Разрез по оси агрегата: 1 – сороудерживающие решетки; 2 – водоприемник; 3 – спиральная камера; 4 – отсасывающая труба; 5 – водобой; 6 – рисберма

Главная схема электрических соединений выполнена укрупненными блоками «4 генератора + трансформатор» (ТЦ 400000/500, изготовитель Запорожский трансформаторный завод). Каждая пара гидрогенераторов имеет один общий выключатель. Выход в распределительное устройство от каждого из четырех блочных трансформаторов мощностью 400 МВА выполнен маслонаполненными кабельными линиями 500 кВ типа МВДТ-500-1х625 в количестве 4 штук (общая длина 2316 м, тип масла – С-220, изготовитель – «Камкабель», г. Пермь), проложенных в подземных туннелях.

Нижекамская ГЭС осуществляет недельное и суточное регулирование стока реки Кама в интересах энергетики. Учет притока воды в водохранилище ведется органами Росгидромета. Учет стока воды через гидроузел осуществляется персоналом ГЭС в соответствии с [15].

Управление, регулирование и контроль работы электромеханического оборудования гидроэлектростанции осуществляется автоматически с использованием средств телемеханики ближнего действия. Оптимальный режим гидроагрегатов поддерживается с помощью автоматических устройств группового регулирования активной и реактивной мощностей. Устройства автоматики обеспечивают пуск и включение в сеть резервного агрегата за 40–60 с. Применение тиристорного возбуждения генераторов в сочетании с автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия обеспечивают высокую устойчивость работы электрооборудования ГЭС и энергосистемы. Визуализирование и управление технологическим процессом, технико-экономические расчеты работы станции формируются средствами автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на базе современной вычислительной техники.

## 2.2. Общая структура модели производства электроэнергии на ГЭС

Общая модель производства электроэнергии на ГЭС включает в себя уравнения мощности гидроагрегатов, баланса расхода воды и напора гидроузла. Такая модель изложена в работах [10–14].

Под водным балансом ГЭС понимается равенство между водой, поступающей к створу ГЭС с учетом потерь и отборов из верхнего бьефа  $Q_{вб}$  (баланс расходов в верхнем бьефе ГЭС), и расходом воды в нижнем бьефе станции  $Q_{нб}$  [17]. Общий приток воды к створу одиночной ГЭС  $Q_{вб(t)}$  в момент времени  $t$  описывается формулой:

$$Q_{вб(t)} = Q_{вб(t)} \pm Q_{в(t)} + Q_{ос(t)} + Q_{исп(t)} \pm Q_{л(t)} \pm Q_{ф(t)}^B - Q_{хоз(t)}^{заб} + Q_{хоз(t)}^{возв}; \quad (2.1)$$

$$Q_{пр(t)} = Q_{пр \text{ прямая}(t)} + Q_{пр \text{ боковая}(t)}, \quad (2.2)$$

где  $Q_{пр(t)}$  – общая приточность воды у створа ГЭС, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{пр \text{ прямая}(t)}$  – приток воды (приточность) в водохранилище от основного русла за время  $t$ , для каскада – приток от вышележащей ГЭС, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{пр \text{ боковая}(t)}$  – приток воды (приточность) в водохранилище за время  $t$  с боковых сторон основного русла, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{в(t)}$  – аккумулированный или затраченный полезный объем воды в водохранилище за время  $t$  (расход водохранилища), м<sup>3</sup>/с;  $Q_{ос(t)}$  – приток к ГЭС за счет атмосферных осадков (удельный вес в балансе расходов небольшой), м<sup>3</sup>/с;  $Q_{исп(t)}$  – потери воды на испарение с поверхности водохранилища (указывается в проектных документациях), м<sup>3</sup>/с;  $Q_{л(t)}$  – потери воды на льдообразование, определяется объемом льда, осевшего на берегах водохранилища, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{ф(t)}^B$  – потери расхода на фильтрацию воды в ложе водохранилища (удельный вес в балансе расходов меньше каждого из составляющих), м<sup>3</sup>/с;  $Q_{хоз(t)}^{заб}$ ,  $Q_{хоз(t)}^{возв}$  – забор воды для удовлетворения сельскохозяйственных нужд, хозяйственных нужд городов и т.д. и возвратные воды от хозяйственных нужд, м<sup>3</sup>/с.

Баланс расходов в нижнем бьефе ГЭС при заданном уровне верхнего бьефа  $Z_{вб}$  во многом определяется режимом уровней нижнего бьефа  $Q_{нб}$ , что, в свою очередь, является функцией расхода  $Q_{нб}$ . Это характерно для

низко- и средненапорных ГЭС. Расход  $Q_{нб}$  одиночной ГЭС может быть определен на основе следующего балансового соотношения [17]:

$$Q_{нб}(t) = Q_{ГЭС}(t) + Q_{х сб}(t) + Q_{шл}(t) + Q_{ф}(t) + Q_{проч}(t), \quad (2.3)$$

где  $Q_{ГЭС}(t)$  – расход воды через турбины ГЭС, который определяется по энергетическим характеристикам гидроагрегатов по данным  $N_{ГЭС}(t)$ ,  $H_{ГЭС}(t)$ ;  $Q_{х сб}(t)$  – холостые сбросы на основе расходной характеристики водосливов и водосбросных отверстий,  $м^3/с$ ;  $Q_{ф}(t)$  – расход воды на фильтрацию из верхнего в нижний бьеф,  $м^3/с$ ;  $Q_{проч}(t)$  – прочие расходы воды (незначительные),  $м^3/с$ . Расход воды на шлюзование  $Q_{шл}(t)$ ,  $м^3/с$ , рассчитывается как  $Q_{шл}(t) = n(t) \cdot W_{призм}/t$ , где  $n(t)$  – количество сброшенных призм за время  $t$ ,  $W_{призм}$  – объем воды в одной призме шлюза.

Водный баланс между верхним и нижним бьефом за промежуток времени  $t$  осуществляется при условии

$$Q_{вб}(t) = Q_{нб}(t). \quad (2.4)$$

Баланс напоров гидроузла рассчитывается следующим образом:

$$H_0 = Z_B - Z_H = \Delta H_{пр} + \Delta H_{отс} + \Delta H_{вых} + \Delta H_{мех} + \Delta H_{об} + \Delta H_c, \quad (2.5)$$

где  $Z_B$  – средний уровень воды верхнего бьефа;  $Z_H$  – уровень воды нижнего бьефа;  $H_0$  – полный напор гидроузла;  $\Delta H_{пр}$  – гидравлические потери напора в подводящем водоводе и рабочем колесе, м;  $\Delta H_{отс}$  – гидравлические потери напора в напорном трубопроводе, м;  $\Delta H_{вых}$  – гидравлические потери напора в отводящем водоводе, м;  $\Delta H_{мех}$  – потери напора на турбине, м;  $\Delta H_{об}$  – объемные потери напора, связанные с тем, что часть расхода турбины, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе, м.

Потери напора на гидротурбине, гидроагрегате и на сороудерживающих решетках являются немаловажным фактором при оценке особенностей технологического процесса производства электроэнергии. Потери напора на сороудерживающих решетках  $\Delta H_c$  возникают в результате засорения решеток плавающим мусором, бревнами и т.д. При повышении расхода воды через турбину увеличиваются потери напора на таких решетках. Общей закономерностью потерь напора на таких решетках является то, что потери монотонно возрастают

при увеличении расхода воды. Наиболее сильное засорение сороудерживающих решеток происходит в весенний паводок и после него, когда разлившиеся весенний поток воды приводит к створу ГЭС много мусора. В летнее время засорение уменьшается, а зимой почти исчезает [18].

Гидравлический напор на турбине рассчитывается по формуле:

$$H = Z_B - Z_H(Q, Z_{H-1}) - h(Q), \quad (2.6)$$

где  $h$  – потери напора на решетках и внутри гидроагрегата.

Расчет электрической мощности, вырабатываемой на  $n$  гидроагрегатах при почасовом регулировании потока воды через них, проводится по формуле [10–17].

$$N(t) = \sum_{i=1}^n (9,81 \cdot Q_i(t) \cdot H_i(t, Q) \cdot \eta_i(H, Q)), \quad (2.7)$$

где  $i$  – номера гидроагрегатов ГЭС;  $t$  – длительность расчетного интервала времени, час;  $N$  – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт;  $Q$  – расход воды в нижний бьеф гидростанции, м<sup>3</sup>/с;  $H$  – гидравлический напор на турбине, м;  $\eta$  – КПД гидроагрегата.

$H(t, Q)$  является гидравлической характеристикой нижнего бьефа ГЭС, существуют теоретические и эмпирические описания этой характеристики, однако точность расчета не полностью соответствует сегодняшним требованиям.

Коэффициент полезного действия гидроагрегата определяется как произведение КПД турбины  $\eta_T$  и генератора  $\eta_G$ . КПД в количественном отношении определяет какая часть подведенной мощности является полезной, а какая – теряется во время работы турбины и генератора. Потери мощности в турбине состоят из гидравлических и механических потерь [19].

Гидравлические потери:

- объемные потери (потери, при которых вода, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе);

- гидравлические потери напора (учитывают потери потенциальной энергии потока за счет ударного входа на рабочее колесо, за счет местных и путевых (по длине) потерь напора в гидротурбинной установке, за счет потерь энергии с уходящими потоками и т.п.).

Механические и прочие виды потерь связаны с вентиляцией, с преодолением трения на вращающихся участках турбины и др.

По анализу видов потерь удельный вес каждой из составляющих в практических условиях определить трудно. Считается, что механические потери составляют до 7 % всех потерь и почти не зависят от режима работы турбины. Уменьшение КПД мощности турбины определяется повышением гидравлических потерь.

Значение КПД турбины  $\eta_t$  определяется по напорно-расходной характеристике турбины  $\eta(H, Q)$ , которая деформируется по времени эксплуатации.

Причинами понижения КПД турбины в процессе работы являются [19]:

- расстройство комбинаторной зависимости из-за: удлинения тросов связи; неправильного настроя зависимостей; постепенного «ухода» комбинаторной зависимости по времени, недостоверного значения напора гидроагрегата в указателях комбинатора, погрешностей в показаниях приборов и т.п.);

- увеличение трения воды на поверхности периметра спиральной и отсасывающей камер, на лопатках направляющего аппарата и рабочего колеса;

- увеличение зазора между рабочим колесом и его камерой.

В связи с этим поставлена задача усовершенствования математического описания указанных характеристик.

Общей закономерностью для всех турбин является быстрый рост КПД при увеличении расхода до максимального значения и быстрое его снижение в зоне максимальных расходов, при этом после прохождения точки наибольшей активной мощности происходит уменьшение активной нагрузки при росте расхода воды из-за увеличения открытия направляющего аппарата. Если рассмотреть расходно-напорную характеристику гидротурбины, то с увеличением напора турбины будут изменяться гидравлические потери в агрегате, что вызовет уменьшение КПД и смещение его максимума при росте напора гидротурбины в зону меньших нагрузок.

Коэффициент полезного действия генератора рассчитывается по формуле [23]:

$$\eta_g = 1 - (1/N_{\text{под}}) \cdot (\Delta N_{\text{хх}} + \Delta N_{\text{кз}} + \Delta N_{\text{воз}}), \quad (2.8)$$

где  $N_{\text{под}}$  – подведенная к гидротурбине мощность;  $\Delta N_{\text{хх}}$  – потери холостого хода генератора, состоящие из механических и вентиляционных



потерь, а также потери в стали;  $\Delta N_{кз}$  – потери короткого замыкания;  $\Delta N_{воз}$  – потери на возбуждение генератора.

В рабочем диапазоне нагрузок (не менее 50 % номинальной) происходит малый диапазон изменения КПД генератора [18]. Следует отметить, что определение статической кривой взаимосвязи КПД генератора и потери мощности в реальных условиях не представляется возможным из-за непостоянства величин, связанных с состоянием статора генератора (особенно неопределенность с реактивной мощностью, с определением степени охлаждения), с током возбуждения генератора.

Общая структура математической модели производства электроэнергии приведена на рис. 2.3.

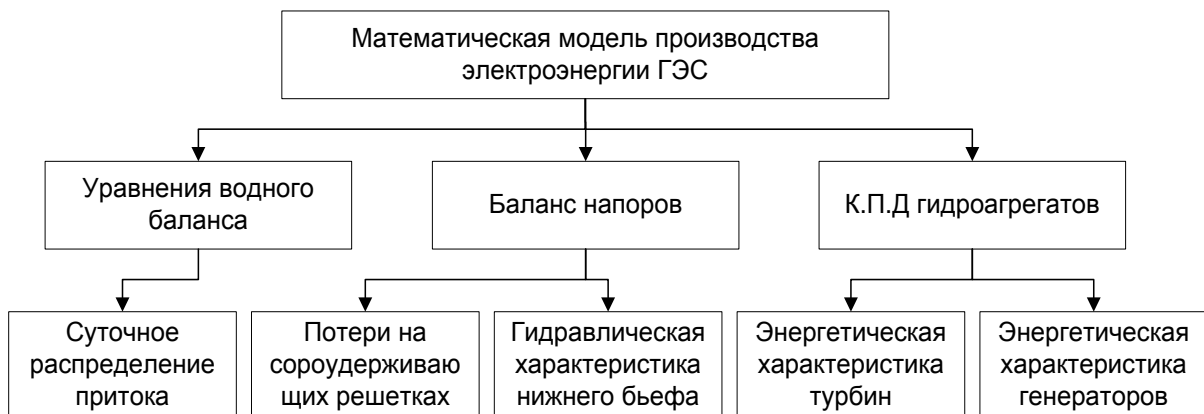


Рис. 2.3. Структура математической модели производства электроэнергии ГЭС

Для повышения точности в результатах расчетов модели производства электроэнергии ГЭС предусматривается:

1. Разработка модели, алгоритма и программы расчета уровня нижнего бьефа в условиях его нестационарности;
2. Разработка методов непрерывного уточнения гидравлических и энергетических характеристик гидроагрегата по результатам текущего контроля режима.

При построении модели производства энергии были приняты следующие допущения:

1. Уровень верхнего бьефа принимается в течение суток постоянным. Это связано с тем, что уровень верхнего бьефа на ГЭС, с относительно большим объемом водохранилища, в течение суток изменяется незначительно и при небольшом допустимом колебании уровня верхнего бьефа его часто рассматривают как постоянную величину. К примеру, допустимое колебание верхнего уровня Нижнекамской ГЭС равно 20 см, что составляет 0,3 % от его среднего значения.

2. Распределением нагрузки на гидроагрегаты занимается система группового регулирования активной мощности (ГРАМ) в рамках АСУТП станций.

3. Среднее значение КПД гидрогенератора принималось постоянным и равным  $\eta_{гг} = 0,98$ . Это связано с наличием небольшого интервала изменения (0,97–0,99) и непредвиденностью определения на заданный момент электрических (неопределенность с реактивной мощностью, с охлаждением гидрогенератора) и механических потерь мощности на гидрогенераторе [23].

### **2.3. Разработка модели и алгоритма прогноза уровня нижнего бьефа**

Для плотинных низко- и средненапорных ГЭС на зависимость уровня нижнего бьефа от расходов воды существенно влияют и должны быть учтены такие факторы, как: неустановившееся движение воды при попусках, во время паводка и половодья; подпор, в том числе и переменный; ледовые условия; зарастания; деформации русла; волновые явления при ветрах разных направлений. При этих условиях процесс протекает в нестационарном режиме. Неоднозначно изменяются энергетические характеристики ГЭС, их расчеты вызывают большие трудности, обусловленные невозможностью получения общего аналитического решения, а иногда невозможностью получения точных результатов [15–18].

Во время эксплуатации ГЭС в реальных условиях неизбежно и непрерывно происходит изменение гидрометрических показателей, формирующих взаимосвязь  $\Delta H = f(Q)$ ; пренебрежение этих явлений вносит дополнительную погрешность расчета активной мощности гидроагрегатов. Ошибки возникают также вследствие неточности расчетных методов.

Для учета нестационарности процесса в нижнем створе ГЭС предложены различные методы [8–17]. Подавляющее большинство методов можно разделить на две большие группы: строгие и упрощенные.

Строгие методы основываются на решении одномерной системы уравнений Сен-Венана (методы сеток, характеристик и т.д.). Большинство строгих методов являются нелинейными. В этих методах система дифференциальных уравнений решается путем замены частных производных разностными отношениями, при этом получают системы алгебраических (разностных) уравнений.

Дифференциальные уравнения неустановившегося движения воды в открытых руслах:

уравнение динамического равновесия (динамическое равновесие)

$$I = i_0 - \frac{\partial h}{\partial x} = \frac{\alpha}{g} v \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\beta}{g} \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{v |v|}{C^2 R}, \quad (2.9)$$

уравнение неразрывности

$$\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial Q}{\partial x} = 0. \quad (2.10)$$

Независимыми переменными в уравнениях (2.9) и (2.10) являются координата  $s$  и время  $t$ , а их функциями – глубина  $h$  и средняя скорость  $v$ . При заданной форме русла площадь живого сечения  $w$  в рассматриваемом створе является известной функцией глубины, а расход  $Q$  определяется как произведение  $v$  и  $w$ ;  $C$  – коэффициент Шези,  $R$  – гидравлический радиус (для широкого открытого русла его можно заменить глубиной  $h$ ),  $g$  – ускорение свободного падения,  $\alpha$ ,  $\beta$  – коэффициенты, характеризующие неравномерность распределения скоростей по поперечному сечению.

При использовании упрощенных методов система одномерных уравнений непосредственно не интегрируется и заменяется какой-либо упрощенной моделью явления, описываемой, чаще всего, обыкновенными дифференциальными уравнениями. Также можно отметить расчет неустановившегося движения в нижнем бьефе – метода «экспоненты со скачком», где рассматривается связь изменения уровня нижнего бьефа в створе ГЭС при резком изменении расхода воды [8].

Расчеты неустановившегося движения воды вызывают большие трудности, обусловленные невозможностью получения аналитического решения уравнений Сен-Венана и вытекающей отсюда необходимостью использования численных решений на базе очень большого количества вычислительных операций. Все больше начинают сказываться обстоятельства, связанные с необходимостью учета влияния сложных природных условий, что затрудняет расчеты, а иногда делает невозможным получение достаточно точных и надежных результатов.

Точность этих методов недостаточна для решения задач оптимизации режима ГЭС. В этой связи большое практическое значение приобретает использование материалов натуральных наблюдений за неустановившимся движением воды для задания и уточнения расчетных параметров. На каждой ГЭС при эксплуатации персоналом ведется

постоянный контроль и регистрация за расходом воды через створ ГЭС, за уровнями верхнего и нижнего бьефов [16]. Поэтому для реальных наблюдений над уровнями в нижнем бьефе, многократно зафиксированными при разных расходах воды, составляются и используются более точные методы расчетов взаимосвязей, имеющих важное практическое значение.

Уровень верхнего бьефа на ГЭС (с относительно большим объемом водохранилища) в течение суток изменяется незначительно, и при небольшом допустимом колебании его часто рассматривают как постоянную величину. К примеру, допустимое колебание верхнего уровня Нижнекамской ГЭС равно 20 см, что составляет 0,3 % от его среднего значения. Таким образом, основной задачей при прогнозировании выработки активной мощности ГЭС является определение гидравлической характеристики нижнего бьефа в реальных условиях эксплуатации гидростанции.

Отсутствие достаточно полных представлений о физической картине процесса неустановившегося движения воды в сложных условиях русел, связанных с влиянием поймы, зимних условий, переменного подпора, растительности, а также с попусками, паводками, случайными явлениями усложняет задание такой исходной информации, которая обеспечивала бы получение надежных результатов расчета. Поэтому проблемы при расчете неустановившегося движения воды все более перемещаются в область разработки оптимальных способов подготовки исходных данных, наилучшим образом учитывающих специфику явления и позволяющих проводить расчеты. Авторами данной монографии поведена разработка методика прогноза уровня нижнего бьефа, которая обеспечивает более высокую точность расчета [20–21]. Ниже изложена предложенная методика прогноза.

На рис. 2.4 приведена статическая характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС, полученная компанией ОРГРЭС, по которой определяется отклонение уровня нижнего бьефа относительно подпора нижележащего гидроузла в зависимости от расхода воды через турбины. Данная зависимость не учитывает динамические условия движения воды в нижнем бьефе. По своему характеру приведенная зависимость является существенно нелинейной. Однако приведенная статическая характеристика не может использоваться при планировании суточной нагрузки, поскольку уровень нижнего бьефа находится в течение суток в нестационарном состоянии.

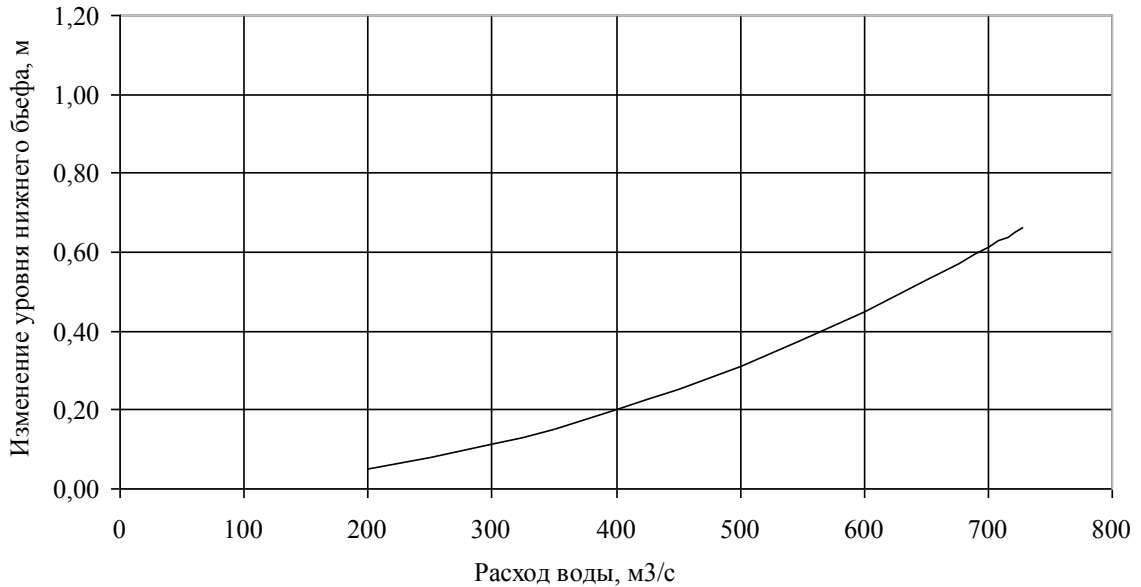


Рис. 2.4. Статическая гидравлическая характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС (разработчик ОРГРЭС)

Фактическая зависимость уровня нижнего бьефа от расхода воды через ГЭС должна учитывать его динамические свойства. Для анализа динамических свойств рассматриваемого объекта на основе данных телеметрии была получена экспериментальная динамическая характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС (рис. 2.5). Реальная кривая переходного процесса существенно отличается от теоретической, используемой в методе экспонент [8–20], отсутствием скачка уровня в начальный момент времени. Это можно объяснить тем, что реальная форма возмущения по расходу воды значительно отличается от ступенчатой.

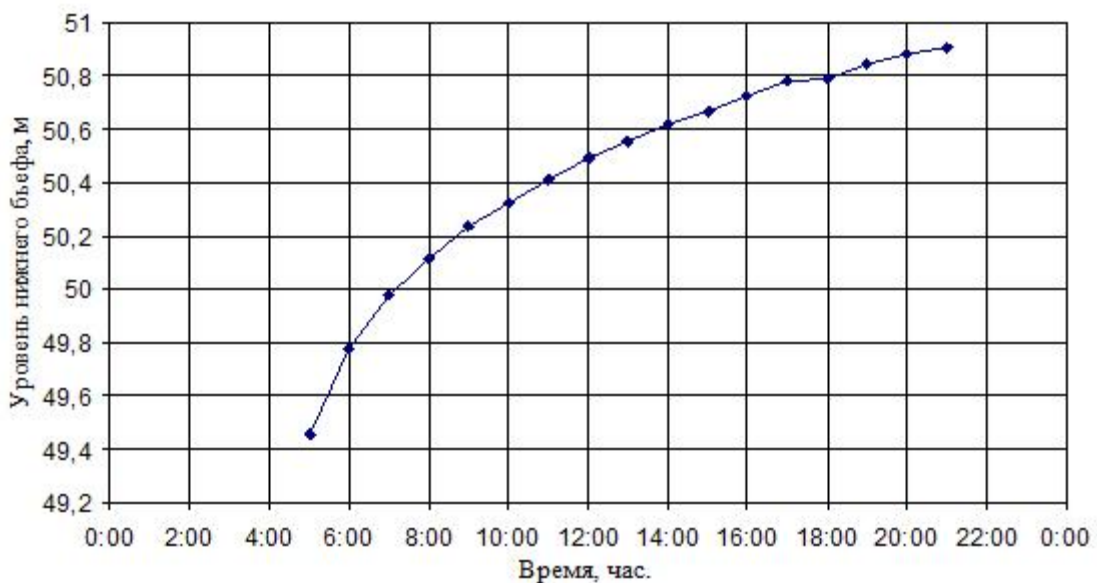


Рис 2.5. Переходная характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС

В соответствии с полученной кривой время переходного процесса после изменения расхода воды через турбины ГЭС составляет около 16 часов. Из этого следует, что при суточном регулировании нагрузки гидростанции процесс изменения уровня нижнего бьефа и производства электроэнергии будет протекать (в большинстве случаев) в динамическом режиме.

На основании выполненных исследований было выяснено, что для суточного планирования режима ГЭС представляет значительный интерес гидравлическая характеристика нижнего бьефа при часовом изменении расходов, т.е. через каждый час. Такие зависимости были получены нами на основе данных наблюдения за длительный период эксплуатации на основе архива телеметрических измерений. На рис. 2.6 представлен пример суточного эмпирического графика среднего уровня нижнего бьефа при почасовом изменении расхода воды от 380 до 2120 м<sup>3</sup>/с (квадратиками обозначены экспериментальные данные). Полученные графики имеют гистерезисный характер: нижняя ветвь кривой соответствует подъему, а верхняя – спаду уровня нижнего бьефа. Гистерезисный характер кривой, с одной стороны, объясняется влиянием, а с другой стороны – учитывает динамическую составляющую процесса. Из полученного графика следует, что: 1) значение уровня нижнего бьефа в данный период и при данном расходе зависит от уровня в предыдущий период (как у всех гистерезисных зависимостей); 2) один и тот же уровень может быть связан с разными расходами воды.

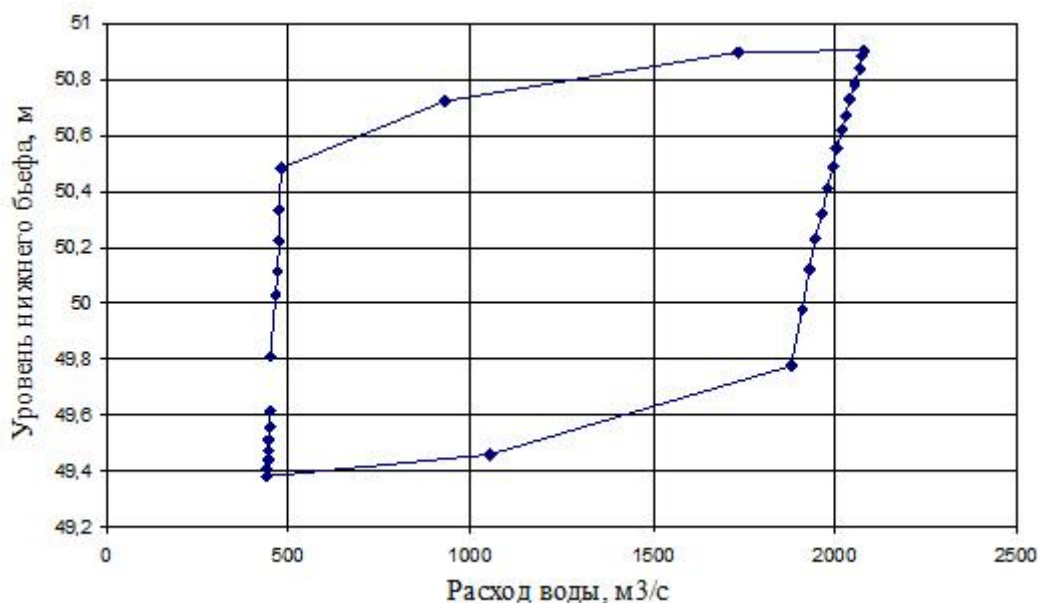


Рис. 2.6. Суточное изменение уровня нижнего бьефа при почасовом изменении расхода воды через турбины Нижнекамской ГЭС

В целях учета нестационарности и случайных воздействий внешних факторов разработан эмпирический метод прогноза значения уровня нижнего бьефа, суть которого излагается ниже.

Для практических расчетов функцию уровня воды в зависимости от ее расхода и времени переходного процесса  $Z_H = f(Q, t)$  можно заменить совокупностью рекуррентных зависимостей, в соответствии с которыми уровень нижнего бьефа на следующий период времени можно определить с учетом планируемого расхода воды и исходного уровня бьефа  $Z_{H0}(t) = f(Z_H(t - \Delta t), Q)$ , где  $\Delta t$  – интервал времени,  $Z_H(t)$  – средний уровень нижнего бьефа в промежутке времени  $\Delta t$ ,  $Z_H(t - \Delta t)$  – средний уровень за предыдущий период,  $Q$  – средний расход воды через турбины ГЭС в промежутке времени  $\Delta t$ .

Алгоритм метода (см. рис. 2.7) заключается в следующем:

1. Получение таблицы усредненных часовых данных по расходу  $Q$  и уровням нижнего бьефа  $Z$

$$[Z(i, j), Q(i, j)], i = 1 \dots 24, j = 1 \dots 30,$$

где  $i$  = час,  $j$  = день.

2. Определение диапазона измерений  $\Delta Z = 10$  см.



Рис 2.7. Алгоритм определения уровня нижнего бьефа

## 3. Определение промежуточных параметров:

$$Z_1 = Z_{\min}, Z_2 = Z_1 + \Delta Z, i = 1; j = 0.$$

4. Проверка на вхождение в интервал  $Z(i, j) \in (Z_1, Z_2)$ .5. Если  $Z(i, j)$  входит в интервал  $(Z_1, Z_2)$ , тогда производится запись в базу данных параметров  $[Z(i, j), Q(i, j), Z_1, Z_2]$ ;6. Если  $Z(i, j)$  не входит в интервал  $(Z_1, Z_2)$ , тогда инкрементируется  $i = i + 1$ . Если  $i > 24$ , тогда  $i = 0$ , инкрементируется  $j = j + 1$ . Если  $j > 24$ , тогда  $j = 0$ ,  $Z_1 = Z_2$ ,  $Z_2 = Z_1 + \Delta Z$ .7. Если  $Z_2 > Z_{\max}$ , то это свидетельствует об окончании цикла.

По проведенным исследованиям было выяснено, что в нормальных условиях увеличение ежесуточной приточности происходит монотонно, постепенно до максимального значения. В дальнейшем такое же постепенное снижение происходит после окончания возмущения в межлетний период или весеннего половодья. Монотонное изменение приточности при расчетах обеспечивает более точные прогнозы отметки нижнего бьефа.

В качестве исходной информации были использованы показатели телеметрии ГЭС, снимаемые каждые 3 минуты и усредненные за каждый час в течение 30 (15, 45) предыдущих суток. На их основе создается основная таблица данных телеметрии  $[z(i, j), Q(i, j)]$ ,  $i = 1 \dots 24$ ,  $j = 1 \dots 30(15, 45)$ . По этой таблице строятся статистические кривые связи уровня с расходом воды  $z(i) = f(Q(i))$  при заданном исходном уровне  $z(i - 1) = \text{const}$ . Для этой цели весь диапазон изменения уровня нижнего бьефа ГЭС разбивается на интервалы, наиболее оправданным с практической точки зрения является интервал шириной 10 см. Из основной таблицы данных делается выборка: на каждый интервал уровня нижнего бьефа предыдущего часа  $\Delta z(i - 1)$  переносятся среднечасовые значения уровней и соответствующих им расходов  $[z(i), Q(i)]$ , входящих в указанный интервал. В результате получается расчетная зависимость данного интервала, которая затем используется для прогноза значения уровня на следующий период при известном его исходном значении.

В качестве примера на рис. 2.8 представлена кривая прогноза уровня нижнего бьефа на следующий час при исходном уровне 49,75–49,8 м при установлении нового расхода воды через турбины ГЭС.

В целях учета случайных изменений подпора нижней ГЭС и других внешних факторов предполагается ежедневное обновление основной таблицы исходных данных. В настоящее время большинство



гидроэлектростанций России оборудовано системами телеметрии, позволяющими производить удаленные измерения и сбор информации о работе станции. Это делает возможным автоматическое обновление исходных данных, что обеспечит значительное повышение точности прогноза.

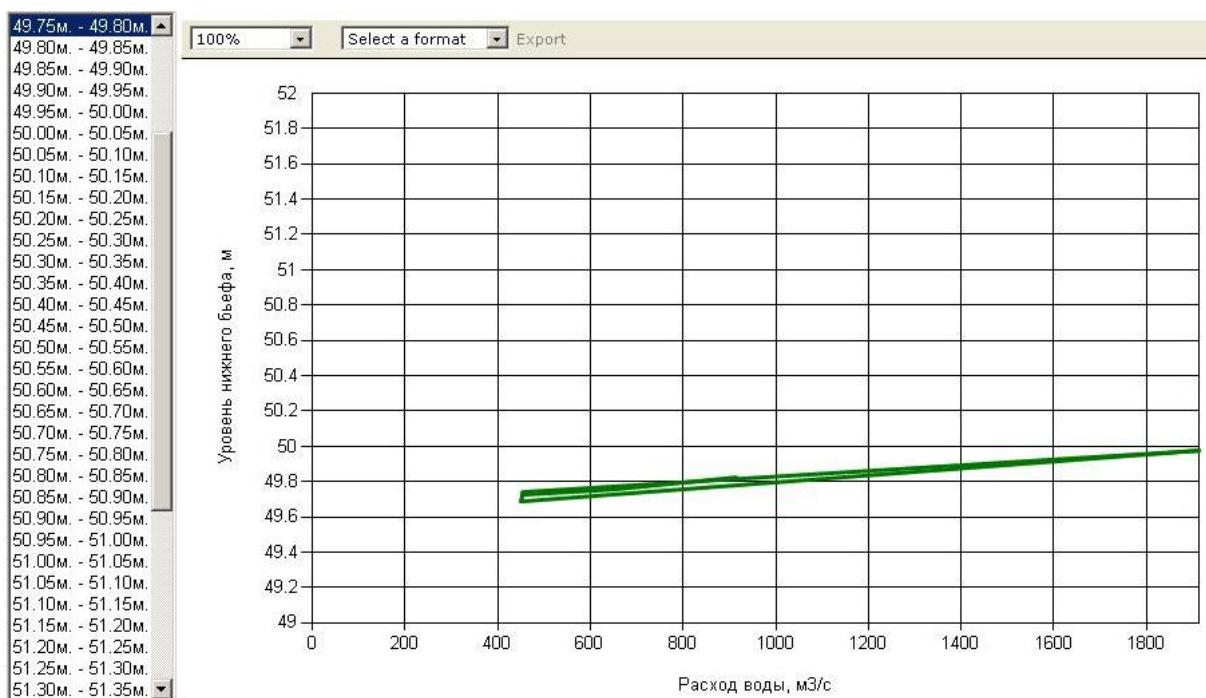


Рис. 2.8. Прогноз уровня нижнего бьефа ГЭС на следующий час при исходном уровне в диапазоне 49,75–49,8 м в зависимости от нового расхода воды через турбины Нижнекамской ГЭС

Метод прогноза был опробован путем сравнения текущих измерений с расчетными. Результаты проверки показали: а) учет предыдущего 30-дневного периода вполне достаточен для наименьшей погрешности осуществления прогноза нижнего бьефа на следующие сутки; б) отклонения прогноза от фактических значений уровней не превышали 2 %, что на 2 % ниже допустимой в настоящее время точности расчета.

Достоинствами предлагаемого метода и программной его реализации являются:

- 1) возможность учета как нестационарности процесса, так и влияния переменного подпора, случайных внешних факторов;
- 2) возможность непрерывного обновления исходных данных;
- 3) достаточно высокая точность прогноза.

## 2.4. Модель и алгоритм расчета потерь напора на сороудерживающих решетках

Гидравлическое сопротивление сороудерживающих решеток учитывается при расчете напора гидроагрегатов. При турбулентном режиме потока воды  $Q$  потери напора на сороудерживающей решетке  $\Delta H_p$  рассчитываются по известной формуле [15–17].

$$\Delta H_p = A \cdot Q^2. \quad (2.11)$$

Коэффициент потерь напора  $A$  зависит от величины засорения, которое может изменяться в ходе эксплуатации гидроагрегата случайным образом. В связи с этим возникает необходимость корректировки значения этого коэффициента по результатам текущих измерений расхода воды и уровням потерь напора. Ниже рассмотрена предложенная авторами методика непрерывной идентификации потерь напора на сороудерживающих решетках [20–21].

Измерение уровня потерь напора на сороудерживающих решетках осуществляется либо с использованием информационных измерительных приборов – уровнемеров, либо поплавочным измерителем при помощи оператора.

Использование уровнемеров гарантирует предоставление точных параметров по потерям в режиме реального времени на оперативно-информационном комплексе АСУТП станции. Эксплуатация поплавочного измерителя нередко приводит к данным с крупной погрешностью ввиду человеческого фактора.

Такие измерения на одних ГЭС проводятся периодически, а на других – непрерывно. Учитывая случайные ошибки, для расчета коэффициента потерь используется метод наименьших квадратов. В случае проведения серии из  $n$  периодических измерений, для расчета используется следующее нормальное уравнение

$$\sum \Delta H_{pi} \cdot Q_i^2 = A \cdot \sum Q_i^4. \quad (2.12)$$

В случае непрерывных измерений для расчета коэффициента потерь используется рекуррентный метод наименьших квадратов

$$A(k+1) = A(k) + \frac{Q^2(k+1)}{\sum_{j=0}^k Q^4(k) + Q^4(k+1)} (\Delta H_p(k+1) - A(k)Q^2(k+1)), \quad (2.13)$$

где  $k + 1$  и  $k$  – номера текущего и предыдущего измерений и расчета параметров. Для проведения непрерывных уточнений коэффициента на базе рекуррентного метода наименьших квадратов разработан алгоритм расчета и программа адаптивной идентификации коэффициента потерь, входящие в программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС (рис. 2.9).

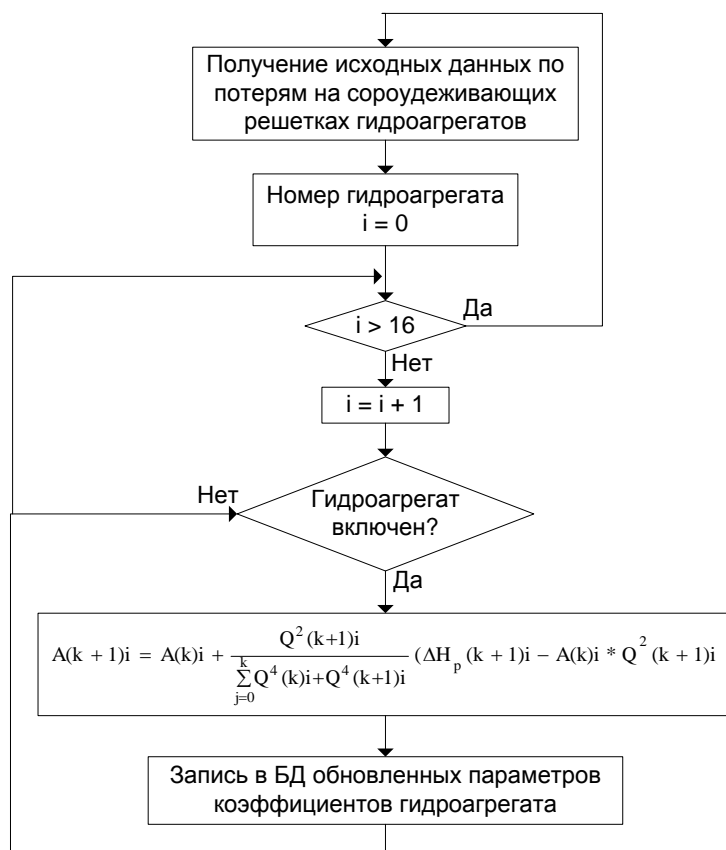


Рис. 2.9. Алгоритм определения коэффициентов потерь на решетках гидроагрегатов ГЭС

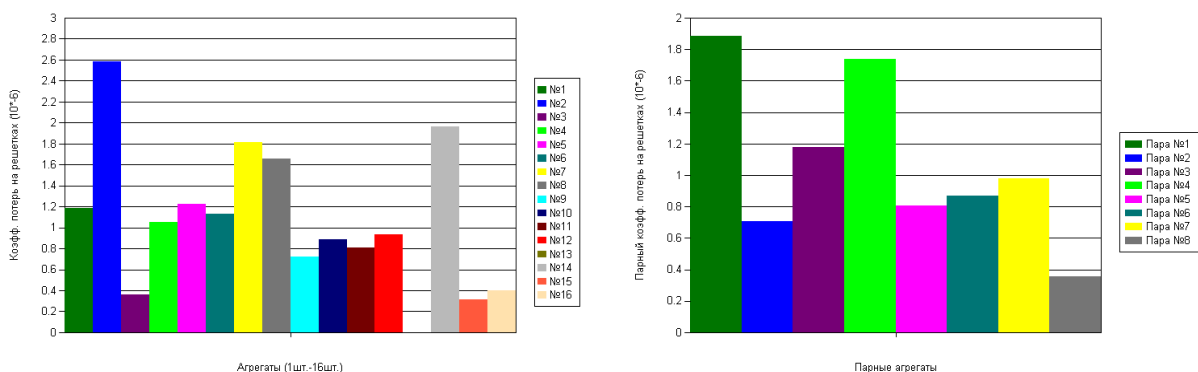


Рис. 2.10. Коэффициенты потерь на решетках для индивидуальных и парных гидроагрегатов Нижнекамской ГЭС (сентябрь 2011 г.)

Программный продукт в режиме реального времени рассчитывает коэффициенты потерь на решетках как индивидуальных, так и парных гидроагрегатов. На рис. 2.10 показаны результаты расчета для агрегатов Нижнекамской ГЭС, которые говорят о большом разбросе коэффициентов потерь решеток разных гидроагрегатов и необходимости учета этого явления.

Коэффициенты потерь на решетках предоставляют персоналу производственно-технического отдела гидростанции возможность разработки плановых и внеплановых графиков ремонта и очистки сороудерживающих решеток. Расчет параметров коэффициентов в режиме реального времени допускает уточнения индивидуальных параметров в прогнозе напора для каждого гидроагрегата.

## **2.5. Разработка алгоритма уточнения энергетической характеристики гидроагрегата**

КПД гидроагрегата, как показано в некоторых работах [23], существенно снижается по времени эксплуатации вследствие механического износа и воздействия случайных возмущений, при этом КПД разных гидроагрегатов существенно различаются. В связи с этим возникает проблема уточнения энергетических характеристик гидроагрегатов.

Энергетические характеристики гидроагрегатов получают при проведении натурных испытаний. Ввиду сложности таких испытаний их проводят обычно 1 раз в 3–5 лет, при этом их условия испытаний могут существенно отличаться от условий эксплуатации. Расчеты, проведенные для Красноярской и Новосибирской ГЭС, показали, что при каждом уточнении энергетические характеристики гидроагрегатов снижались примерно на 1 %, что является существенным для оптимизации режима. В связи с этим и возникает проблема уточнения характеристик гидроагрегатов.

Авторами монографии в трудах [20, 21] разрабатывались алгоритм расчета и программа непрерывного уточнения напорно-расходных характеристик величины ГЭС  $\eta(Q, H)$  по непрерывно измеряемым индивидуальным напорам, мощности и расходу воды через гидроагрегаты. Поскольку КПД генератора изменяются незначительно, его величина входила в КПД гидроагрегата как постоянная и равная 0,98. На рассматриваемом этапе строилась напорно-расходная характеристика  $\eta(Q, H)$  для значения КПД гидротурбин ГЭС. Базой служила характеристика, построенная на основе натурных испытаний турбин,

а разработанный алгоритм позволял уточнять эту характеристику. Алгоритм уточнения КПД гидротурбины, блок-схема которого представлена на рис. 2.11, состоит из следующих этапов:

1. Получение данных по индивидуальному расходу  $Q$ , потерям на решетках  $\Delta H_p$ , вырабатываемой мощности  $N$  и общестанционному напору  $H$ :

$$[Q(i), \Delta H_p(i), N(i), H_{ГЭС}], i = 1 \dots 16,$$

где  $i$  = количество гидроагрегатов.

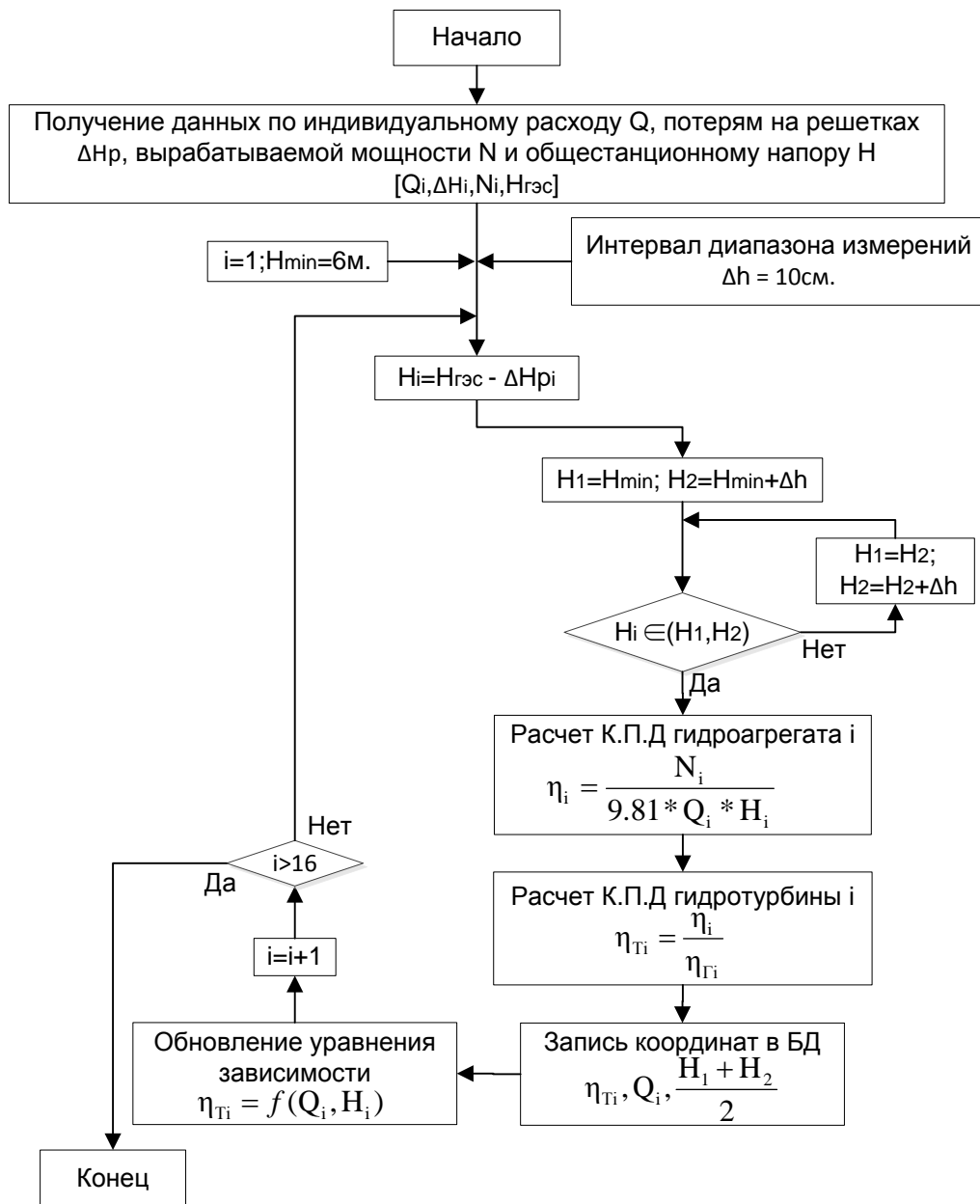


Рис. 2.11. Алгоритм непрерывного уточнения КПД гидротурбины ГЭС

2. Определение напорного интервала:  $\Delta h = 10$  см.
3. Декларирование промежуточных параметров:  $i = 1$ ,  $H_{\min} = 6$  м.
4. Расчет индивидуального напора для  $i$ -го гидроагрегата:

$$H_i = H_{\text{ГЭС}} - \Delta H_p(i).$$

5. Определение циклических параметров:  $H_1 = H_{\min}$ ,  $H_2 = H_{\min} + \Delta h$ .
6. Проверка на входение в интервал  $H_i \in (H_1, H_2)$ .
7. Если  $H_i$  не входит в интервал  $(H_1, H_2)$ , тогда  $H_1 = H_2$ ,  $H_2 = H_1 + \Delta h$  и обратный переход на п. 6.
8. Если  $H_i$  входит в интервал  $(H_1, H_2)$ , тогда производится расчет КПД  $i$ -го гидроагрегата ( $\eta_i = N_i / (9,81 \cdot Q_i \cdot H_i)$ ) и последующий расчет КПД гидротурбины  $\eta_{Ti} = \eta_i / \eta_{Gi}$ .
9. Запись в БД таблицы данных параметров  $\eta_{Ti}$ ,  $Q_i$ ,  $(H_1 + H_2)/2$ .
10. Обновление уравнения зависимости  $i$ -ой гидротурбины  $\eta_{Ti} = f(Q_i, H_i)$  с использованием метода наименьших квадратов.
11. Инкрементирование параметра  $i$ . Если  $i < 16$ , тогда переход к п. 4. Если  $i > 16$ , тогда окончание цикла.
12. После окончания цикла система повторно инициализирует исходные данные и начинает расчет заново.

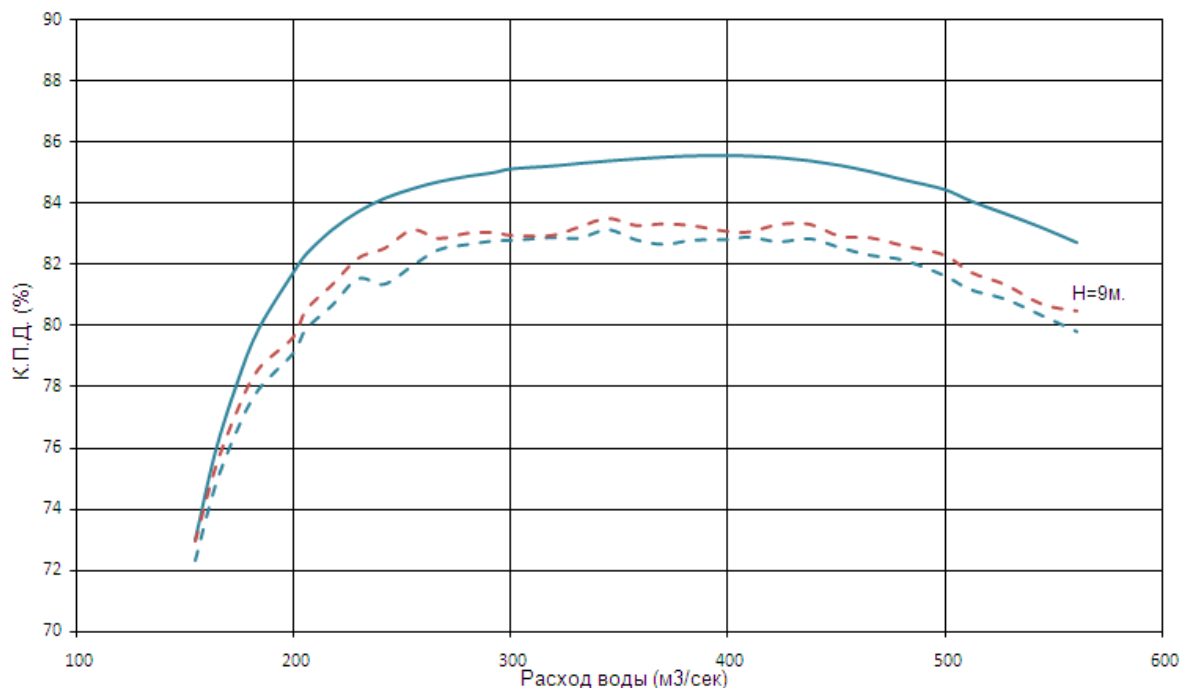


Рис. 2.12. Энергетическая характеристика гидроагрегатов № 3, 9 (сентябрь 2011 г.): напор – 9 м; сплошная линия – первоначальная (заводская) характеристика (идентична для № 3 и 9); пунктирная линия – скорректированная характеристика

Полученная энергетическая характеристика может быть либо аппроксимирована полиномами, либо использована в табличной форме.

На рис. 2.12 приведены результаты уточненной напорно-расходной характеристики ГЭС.

Напорно-расходная характеристика гидроагрегата представляет собой семейство одноэкстремальных кривых. С увеличением напора экстремальная точка КПД смещается в сторону увеличения расхода воды через гидроагрегат [8, 23]. Анализ полученных результатов показал, что КПД разных гидроагрегатов различаются между собой на 2–5 %. Сравнение с заводскими данными показало, КПД гидроагрегатов снизился на 3–9 %. На рис. 2.12 приведено сравнение первоначальной и скорректированной по предложенной методике энергетической характеристик.

## **2.6. Разработка алгоритма оптимизации количества и состава работающих гидроагрегатов**

Большое значение для оптимизации режима работы ГЭС имеет задача выбора состава и количества включаемых гидроагрегатов. В работах [8–11] описаны постановка и решение данной задачи, при этом принималось допущение о равенстве напоров на гидроагрегатах, а для оптимизации использовались их напорно-мощностные характеристики. Такой подход сопряжен с ошибками от неучета распределения напоров. Нами в работах [14–20] предложен другой алгоритм решения задачи, который строится на напорно-расходных характеристиках отдельных гидроагрегатов  $\eta_i(Q_i, H_i)$ , при этом их напоры рассчитываются с учетом потерь на сороудерживающих решетках. Разработанный алгоритм вписывается в общий алгоритм оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию.

Упрощенный алгоритм оптимального выбора состава и количества включаемых гидроагрегатов заключался в следующем. Для среднечасового расхода воды через ГЭС  $Q_{ГЭСt}$  задаются разные варианты одинаковых расходов воды через гидроагрегаты  $Q_t$ . Для каждого такого расхода  $Q_t$  рассчитывается необходимое количество работающих турбин  $n = Q_{ГЭСt}/Q_t$ . Далее подбирается состав агрегатов: для заданного расхода воды  $Q_t$  рассчитываются для всех турбин их напоры и КПД, после чего выбирается  $n$  количество работающих турбин на  $t$  часов с большим значением КПД. Сравнивая значения среднего КПД ГЭС при разных расходах воды через

гидроагрегаты  $Q_t$  с учетом напоров на каждой турбине  $H_{t,j}$ , мы определяем оптимальное количество и состав работающих гидроагрегатов на каждый час работы ГЭС.

$$\eta_{\text{ГЭС}}(Q_t) = (\sum \eta_t / n) \rightarrow \max. \quad (2.14)$$

Алгоритм оптимизации количества и состава работающих гидроагрегатов на каждый час в течение суток, блок-схема которого представлена на рис. 2.13, состоит из следующих этапов:

1. Декларирование промежуточных параметров:

$$t = 1, n = 1, j = 1,$$

где  $t$  – длительность расчетного интервала времени,  $t = 1 \dots 24$ , час;  $n$  – количество работающих гидроагрегатов,  $n = 1 \dots 16$ ;  $j$  – номера гидроагрегатов,  $j = 1 \dots 16$ .

2. Расчет индивидуального среднечасового расхода воды при  $n$  работающих гидроагрегатов:

$$Q_t = Q_{\text{ГЭС } t} / n,$$

где  $Q_{\text{ГЭС } t}$  – среднечасовой расход воды через ГЭС в  $t$  интервал времени.

3. Определение уровня нижнего бьефа ГЭС как функции:

$$Z_{\text{Н}i} = f(Q_t, Z_{\text{Н}t-1}).$$

4. Расчет потерь на сороудерживающих решетках и напора на каждом гидроагрегате:

$$\Delta H_{\text{P } n,j} = A_j \cdot Q_i^2,$$

$$H_{n,j} = (Z_{\text{Н}} - Z_{\text{В}}) - \Delta H_{\text{P } n,j}.$$

5. Расчет КПД каждого гидроагрегата:

$$\eta_{n,j} = f(Q_t, H_{n,j}).$$

6. Сортировка массива  $\eta_n$ , состоящего из 16 элементов. Первым элементом массива является  $j$ -й гидроагрегат, имеющий максимальный  $\eta_{n,j}$  КПД, последним – минимальный.

7. Расчет среднего КПД по первым  $n$  количествам элементов массива  $\eta_n$ :



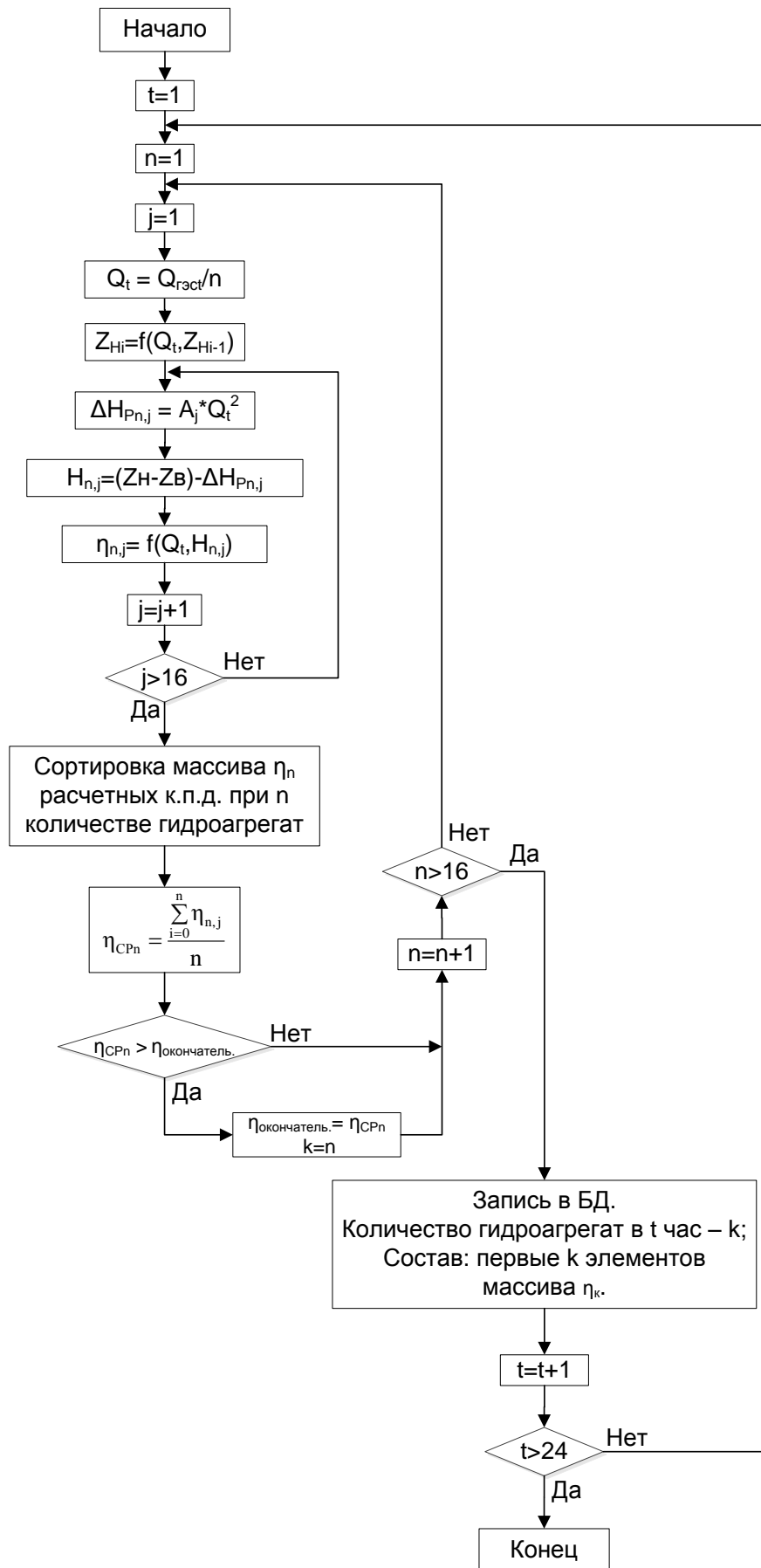


Рис. 2.13. Блок-схема определения среднечасового количества и состава работающих гидроагрегатов

$$\eta_{\text{СР}n} = \frac{\sum_{i=0}^n \eta_{n,j}}{n}.$$

8. Сравнение  $\eta_{\text{СР}n}$  и  $\eta_{\text{ОКОНЧ}}$ :

Если  $\eta_{\text{СР}n} > \eta_{\text{ОКОНЧ}}$ , тогда  $\eta_{\text{ОКОНЧ}} = \eta_{\text{СР}n}$  и  $k = n$ .

Примечание: при  $n = 1$   $\eta_{\text{ОКОНЧ}}$  и  $k$  обнуляются.

9. Инкрементирование  $n$ . Если  $n > 16$ , тогда запись в БД для  $t$  часа: количество работающих гидроагрегатов –  $k$ , состав – первые элементов массива  $\eta_k$ .

10. Инкрементирование  $t$ .

Если  $t < 24$ , то осуществляем переход к п. 1.

Если  $t > 24$ , то наступил конец расчета.

## 2.7. Разработка алгоритма расчета мощности гидроагрегата и моделирование производства электроэнергии на ГЭС

В данном разделе монографии решалась задача расчета мощности ГЭС с учетом предлагаемых способов уточнения энергетических и гидравлических характеристик [14].

Из формулы (2.7) следует, что  $N_T = f(Q_T, H_T, \eta_T)$  представляет собой нелинейную функцию. При проектировании гидроузла невозможно отобразить функцию в аналитическом виде, в связи с чем ее представляют фазовыми и универсальными энергетическими характеристиками. Функция взаимосвязи  $N_T$ ,  $Q_T$ ,  $H_T$ ,  $\eta_T$  на стадии проектной разработки ГЭС определяется на модельных испытаниях. Полученные величины переносятся на действительное сооружение. Данные взаимосвязи указываются в заводских энергетических характеристиках гидротурбины [22–23].

На действующих ГЭС используются рассчитанные на моделях и перенесенные на действительную гидротурбину устаревшие проектные расходные характеристики гидроагрегатных блоков, разработанные несколько десятилетий назад. Использование данных характеристик приводит к существенным погрешностям при расчете основных параметров гидроагрегатов, что ведет к неоптимальной их нагрузке и, соответственно, к экономическим потерям. Поэтому задача расчета мощности гидроагрегатов по непрерывно уточняемым их энергетическим

характеристикам имеет важное значение для планирования суточной нагрузки ГЭС.

Для расчета мощности гидроагрегата и моделирования производства электроэнергии на ГЭС разработан алгоритм расчета (рис. 2.14). Он состоит из следующих этапов:

1. По заранее определенному количеству работающих гидроагрегатов ( $n_t$ ), индивидуальному расходу и составу на каждый час осуществляется расчет индивидуальных потерь на решетках, напора и КПД гидроагрегата:

$$\Delta H_{Pj} = A_j \cdot Q_t^2;$$

$$H_j = (Z_H - Z_B) - \Delta H_{Pj};$$

$$\eta_{n,j} = f(Q_t, H_{n,j}).$$

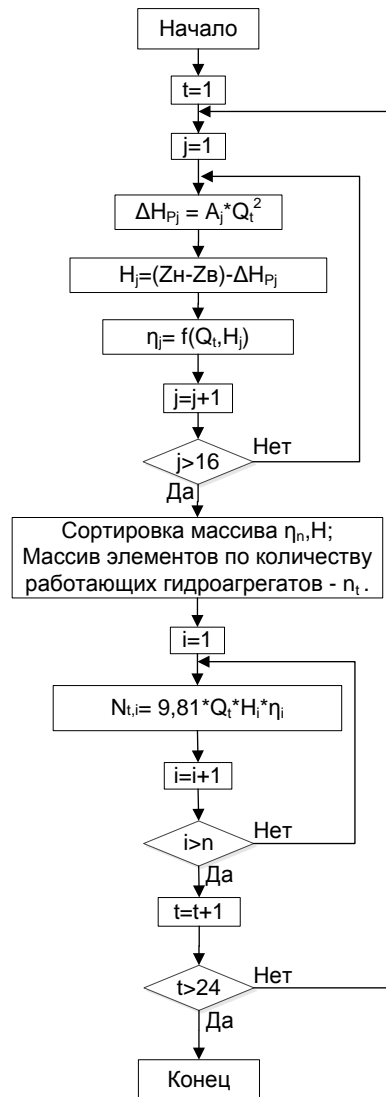


Рис. 2.14. Блок-схема определения вырабатываемой мощности каждым гидроагрегатом ГЭС

2. Сортировка массивов  $\eta_n$ ,  $H$ , состоящих из 16 элементов. Первым элементом массива является гидроагрегат, имеющий максимальный КПД, последним – минимальный.

3. Расчет среднечасовой вырабатываемой мощности гидроагрегатами, входящими в первые  $n$  элементов массива  $\eta_n$ :

$$N_{t, i} = 9,81 \cdot Q_t \cdot H_i \cdot \eta_i.$$

Используя вышеописанные алгоритмы определения основных характеристик ГЭС, система имеет возможность в режиме реального времени обновлять расходную характеристику гидроагрегатных блоков (рис. 2.15).

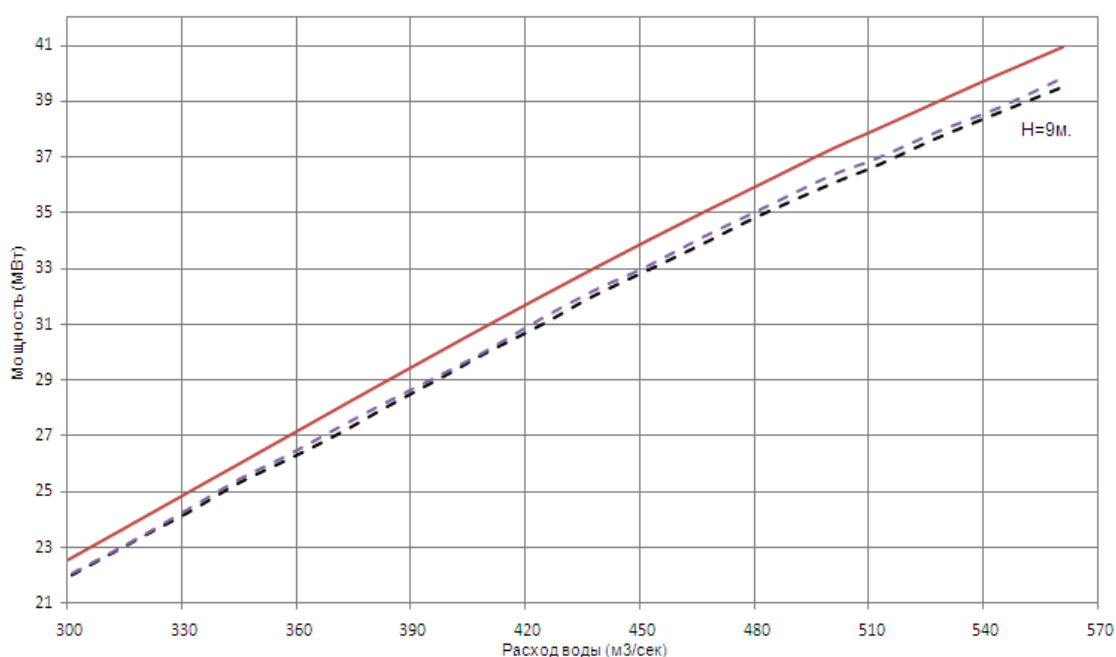


Рис. 2.15. Расчетная расходная характеристика гидроагрегатов № 3, 9 (сентябрь 2011 г.): напор – 9 м; сплошная линия – первоначальная (заводская) характеристика (идентична для № 3 и 9), пунктирная линия – скорректированная характеристика

В соответствии с полученными результатами расходная характеристика (рис. 2.15) за 5 прошедших лет претерпела существенные изменения. Вырабатываемая активная мощность для гидроагрегатов № 3 и 9 упала в среднем от 2 до 4,8 % по сравнению с заводскими данными. Например, при напоре 9 м и расходе воды 528 м<sup>3</sup>/с выработка для гидроагрегата № 3 упала на 3 %, № 9 – на 4,5 %. Уточнение характеристики в режиме реального времени увеличивает надежность в результатах планирования суточной нагрузки. Персоналу производственно-технического отдела гидростанции предоставляется возможность во внеплановых корректировках графиков плана ремонтов (текущих, капитальных, вынужденных простоев).

## ГЛАВА 3. ОПТИМАЛЬНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ СУТОЧНОЙ НАГРУЗКИ ГЭС В УСЛОВИЯХ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ТАРИФА

### 3.1. Постановка задачи оптимизации

Преобладающая часть ГЭС работает в энергосистемах, охваченных диспетчерским управлением, – это ГЭС, находящиеся в сфере действия системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) России и объединенных энергосистем. ГЭС одновременно с другими электростанциями участвует в покрытии общей электрической нагрузки потребителей. Сумма потребностей в электроэнергии всех потребителей постоянно меняется и, соответственно, не одинакова и генерация электрических мощностей на электростанциях. Кривая изменения нагрузки по времени в течение суток называется суточным графиком нагрузок. Планирование такого графика для каждой ГЭС является основной характеристикой ее режима работы на предстоящие сутки. Во всех энергосистемах ГЭС работают по суточным графикам нагрузки и только в паводок и в половодье – в базисном режиме (в постоянном режиме работы). Одной из основных задач, решаемых на уровне отдельной ГЭС, является планирование суточной нагрузки [8–11]. Распределение нагрузки ГЭС в течение суток может быть, как равномерным, так и неравномерным. С технической точки зрения? наиболее экономичным является равномерное распределение, но с экономической точки зрения – неравномерное.

Суточное регулирование стока производится для обеспечения возможности неравномерного расхода воды ГЭС в соответствии с изменяющейся в течение суток нагрузкой при практически постоянном притоке воды в водохранилище. В результате этого в течение суток ГЭС расходует полностью суточный сток, а уровень в водохранилище возвращается к своему исходному состоянию. В исключительных случаях (по условию работы ГЭС) может происходить некоторое накопление или дополнительный расход воды из водохранилища.

Суточное регулирование бывает ограниченным и неограниченным. Суточное регулирование ограничивается: условиями бескавитационной работы турбин, условиями поддержания в нижнем бьефе необходимых уровней и расходов воды. Например, для Нижнекамской ГЭС минимальный уровень в нижнем бьефе составляет  $Z_{\text{нб min}}^{\text{НК ГЭС}} = 49,2$  м, минимальный напор станции  $H_{\text{min}} = 4,5$  м [18].

Наблюдаются колебания уровня воды в бьефах при суточном регулировании. При увеличении нагрузки уровень воды в верхнем бьефе понижается. В нижнем бьефе наблюдается обратная картина. При возрастании расхода уровень нижнего бьефа изменяется с некоторым опозданием.

Одним из существенных факторов, оказывающих влияние на планирование суточной нагрузки ГЭС, является дифференцированный тариф в рамках оптового рынка электроэнергии [26–28]. С учетом описанных обстоятельств задачами данного этапа работы являются: 1) выбор критерия оптимальности производства энергии в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию; 2) разработка алгоритма оптимизации процесса; 3) разработка программного обеспечения планирования суточной нагрузки; 4) апробация программного комплекса.

### **3.1.1. Тарифы на электроэнергию**

1 сентября 2006 года Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» введена в действие новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности переходного периода, получившая название НОРЭМ – новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (на данный момент аббревиатура ОРЭМ).

Мощность и электроэнергия, несмотря на несомненную взаимосвязь, рассматриваются как отдельные товары. Реализация мощности представляет собой обязательство и возможность поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объёме, необходимом для удовлетворения потребности граждан в ней, в то время как ее реализация представляет собой физическую поставку электроэнергии потребителю [28].

Оптимальное планирование суточной нагрузки ГЭС проводится в краткосрочной перспективе, в связи с чем учитывается только рынок электроэнергии. Суточное (краткосрочное) планирование не подразумевает работу на рынке мощности, по причине его долгосрочности при создании благоприятных условий привлечения инвестиций в электроэнергетику.

Новая модель рынка электроэнергии предполагает существование трёх секторов торговли электроэнергией:

- долгосрочных двусторонних договоров;
- рынка на сутки вперёд (РСВ);
- балансирующего рынка (БР).

На рынке двусторонних договоров торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД). При суточном планировании работы ГЭС поставщик электроэнергии должен учитывать обязательство поставки объёмов электроэнергии, предусмотренное договором, либо произведя его на собственных генерирующих объектах, либо приобретя его по свободным двусторонним договорам или на РСВ.

На РСВ поставщик продает (покупает) лишние (недостающие) объёмы электроэнергии относительно объёмов двусторонних договоров [26–28].

На РСВ торговля электроэнергией происходит по цене, устанавливаемой под влиянием спроса и предложения (рис. 3.1). Равновесная цена электрической энергии определяется на основании ценовых заявок поставщиков и ценовых заявок покупателей электрической энергии соответствующей ценовой зоны с учётом необходимости обеспечения перетоков электрической энергии [26].

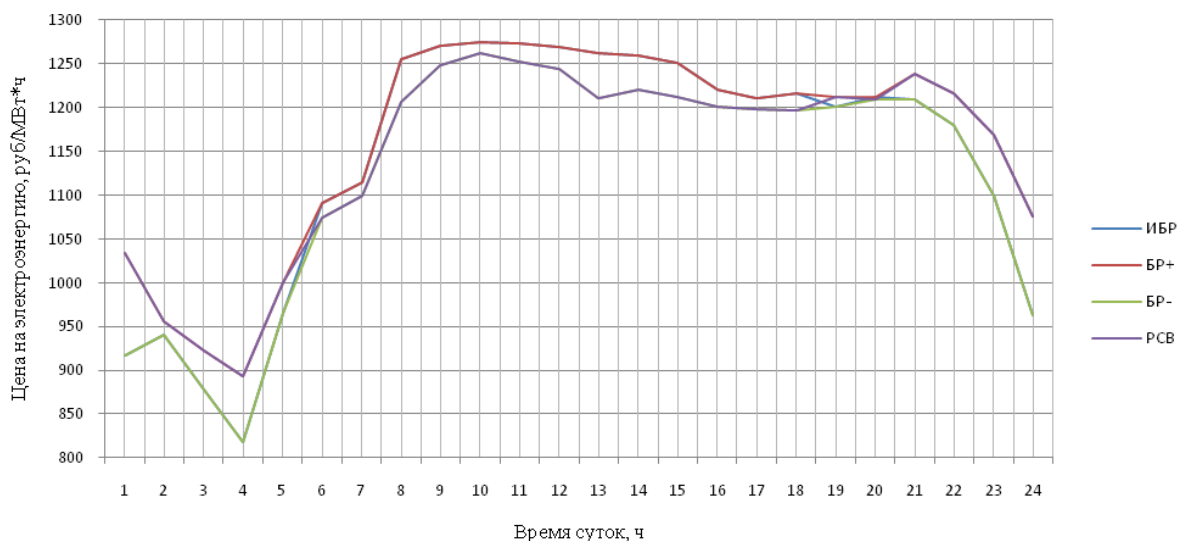


Рис. 3.1. Тарифы на электроэнергию на ОРЭ за 17.09.2012 г.

Балансирующий рынок (БР) представляет собой рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика и предназначен для обеспечения баланса производства и потребления в реальном времени (рис. 3.1). Генераторы, изменившие производство электроэнергии по инициативе Системного оператора, получают премию. Генераторы, снизившие производство по собственной инициативе, и потребители, увеличившие нагрузку, нагружаются дополнительной платой [28].

Балансирующий рынок не учитывается при суточном планировании работы ГЭС, так как продажи на нем осуществляются только в режиме реального времени.

### 3.1.2. Критерии оптимальности

Гидроэлектростанция как коммерческая организация стремится наиболее рационально для себя использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени запасы гидроэнергоресурсов. До реформирования системы электроэнергетики энергосистемы, в составе которых находились ГЭС, решали задачи расчета их оптимального режима вместе общесистемными задачами [8–11]. Для самой ГЭС устанавливалась задача оптимальным способом реализовать заданный энергосистемой план работы в виде суточного графика нагрузки, при этом, естественно, критерий оптимальности должен был быть неразрывно связан с общесистемными критериями [26–28]. В научных работах того времени вопросы организации оптимального режима работы ГЭС исходили из условий необходимости реализации заданных с верхнего уровня управления планов суточной нагрузки ГЭС. С появлением оптового рынка электроэнергии существенно меняется порядок режима работы ГЭС. В современных реалиях уже на уровне ГЭС формируется план оптимального режима работы станции для последующего согласования с ЦДУ энергосистемы.

Для оптимального планирования суточной нагрузки необходимо выбрать критерий оптимальности производства электроэнергии и оптимизирующие параметры. Оптимизирующим параметром при почасовом планировании нагрузки является среднечасовой расход воды через ГЭС  $Q_1, \dots, Q_{24}$ . Для выбора критерия оптимальности производства электроэнергии на ГЭС нами проведен анализ 3-х показателей экономической эффективности производства электроэнергии:

1. Доход от реализации произведенной электроэнергии  $D$ , руб.

При почасовом планировании нагрузки ГЭС доход рассчитывается по формуле

$$D = \sum N(t) \cdot C(t) \cdot \Delta t, \quad (3.1)$$

где  $D$  – доход от продажи электроэнергии за сутки, руб.;  $t$  – длительность расчетного интервала времени 1–24;  $C(t)$  – тариф на продаваемую электроэнергию, руб/(кВт · ч);  $N(t)$  – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт.



Доход в полной мере зависит от почасового объема выработки и ее цены на оптовом рынке. Этот показатель дает совокупную характеристику экономической деятельности ГЭС.

2. Себестоимость производства электроэнергии  $S$ , руб/(МВт · ч), рассчитываемая по формуле:

$$S = (S_T + S_C)/W, \quad (3.2)$$

где  $S_C$  – условно постоянные (ежегодные) затраты;  $S_T$  – условно переменные (ежегодные) затраты;  $W$  – количество отпущенной в сеть электроэнергии. Величина  $W$  равна годовой выработке электрической энергии с вычетом величины расхода энергии на собственное потребление электростанции.

Для ГЭС в постоянные затраты, которые не зависят от величины объёма вырабатываемой электроэнергии, входят:

- 1) оплата аренды;
- 2) зарплата персонала в условиях нормального функционирования предприятия;
- 3) амортизационные отчисления;
- 4) налог на имущество предприятия;
- 5) коммунальные услуги;
- 6) Ремонт.

Для ГЭС в переменные затраты, величина которых варьируется пропорционально изменению объёмов вырабатываемой электроэнергии, входит только водопользование [28].

Объемы средств на водопользование рассчитываются по формуле:

$$S_T = Q = C_B \cdot W, \quad (3.3)$$

где  $Q$  – объем средств, оплачиваемых ГЭС за водопользование;  $C_B$  – тариф водопользования за выработку 1 МВт · ч электроэнергии;  $W$  – объем выработанной электроэнергии.

Особенностью данного показателя является то, что значение себестоимости электроэнергии можно рассчитывать на каждый час производства работы электростанции.

Расчеты показывают, что себестоимость незначительно зависит от объемов условно-переменных расходов. Причиной тому являются несущественные затраты на водопользование, которые, к примеру, на Нижнекамской ГЭС в 2011 году составили около 2,2 % от общей себестоимости.

Среднегодовые колебания себестоимости энергии на ГЭС вызваны главным образом различными годовыми стоками и, соответственно, различной годовой выработкой. Таким образом, значение себестоимости не может быть ориентиром эффективной работы ГЭС.

3. Прибыль от производства электроэнергии  $R$ , руб.

Прибыль равна годовому доходу станции от продажи электроэнергии и мощности за вычетом ежегодных затрат (издержек).

Издержки, связанные с повышенными ремонтами основного оборудования:

- работа гидроагрегата при пониженном КПД (комбинаторное рассогласование) приводит к увеличению боя вала турбины, требуя при этом ремонта подшипников турбин;

- несвоевременное принятие мер по очистке сороудерживающих решеток сокращает срок их текущего и капитального ремонтов;

- затраты на приобретение ремонтных материалов и используемых запасных частей повышаются при отсутствии графика оптимальной работы гидроагрегата;

- стоимость услуг сторонних организаций и собственных вспомогательных производств возрастает.

Таким образом, контроль над комбинаторной зависимостью и потерями на сороудерживающих решетках приведет к снижению затрат над ремонтными работами, соответственно, издержек. Снижение затрат (издержек) и повышение дохода увеличивают прибыль ГЭС.

Экономический анализ показал, что наиболее объективным показателем функционирования ГЭС является прибыль, поэтому этот показатель выбран в качестве основного критерия экономической эффективности производства электроэнергии на ГЭС. Наряду с этим может быть поставлена и задача многокритериальной оптимизации, например, максимизации прибыли и минимизации себестоимости электроэнергии. Однако в данной монографии решалась задача только однокритериальной оптимизации.

Таким образом, для максимизации прибыли необходимо максимизировать доход и минимизировать издержки (затраты на ремонт) путем контроля над комбинаторной зависимостью и потерями на сороудерживающих решетках:

$$D(Q_1 \dots Q_{24}) \rightarrow \max;$$

$$C_{\text{ремонт\_комбинатор}} + C_{\text{ремонт\_решеток}} \rightarrow \min.$$

Одним из условий оптимальности режима работы ГЭС является критерий максимума дохода при дифференцированном тарифе на электроэнергию с учетом ограничений и допущений:

$$D(Q_1 \dots Q_{24}) = \sum N(t) \cdot C(t) \cdot \Delta t \rightarrow \max, \quad (3.4)$$

где  $D$  – доход от продажи электроэнергии за сутки, руб;  $t$  – длительность расчетного интервала времени 1–24;  $C(t)$  – тариф на продаваемую электроэнергию, руб/(кВт · ч);  $N(t)$  – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт;  $Q(t)$  – расход воды в нижний бьеф ГЭС, м<sup>3</sup>/с.

При оптимизации использовались следующие ограничения на изменение переменных: 1) режим поддержания верхнего уровня воды у плотины гидроузла в пределах отметок НПУ (нормальный подпорный уровень) и УМО (установленная минимальная отметка), т.е. между  $Z_{в \min}$ ,  $Z_{в \max}$  без учета сгонно-нагонных ветровых явлений; 2) минимальный среднесуточный расход через створы ГЭС – санитарный сброс (на Нижнекамской ГЭС 600 м<sup>3</sup>/с); 3) суточный расход воды через гидроагрегаты должен быть равен суточному расходу воды через створы ГЭС (приточность минус среднесуточные прочих расходов),  $\sum Q_i \Delta t = 24 Q_{ГЭС}$ ; 4) уровни воды в нижнем и верхнем бьефах не должны выходить из интервалов  $Z_{нб}^{\min} \leq Z_{нб} \leq Z_{нб}^{\max}$ ;  $Z_{вб}^{\min} \leq Z_{вб} \leq Z_{вб}^{\max}$ ; 5) ограничение по минимальной и максимальной мощности ГЭС, т.е.  $N_{\min} \leq N \leq N_{\max}$ .

На Нижнекамской ГЭС из-за наличия подпора в нижнем бьефе нет ограничения на допустимую минимальную активную мощность ГЭС. Таким образом,  $N_{\min} = 0$ .

Максимальная граница рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{расп}} = N_{\text{устан}} - N_{\text{огранич}}; \quad (3.5)$$

$$N_{\text{max}} = N_{\text{расп}} - N_{\text{ремонт}}. \quad (3.6)$$

где  $N_{\text{устан}}$  – установленная мощность ГЭС, МВт;  $N_{\text{расп}}$  – располагаемая мощность станции, МВт;  $N_{\text{огранич}}$  – ограничение установленной мощности (пример – УВБ ниже, УНБ выше проектной отметки), МВт;  $N_{\text{ремонт}}$  – ремонтные потери мощности, МВт.

Оптимизация режима ГЭС сводится к определению такого распределения ее расходов воды и мощности по часам на предстоящие сутки, при котором суточный доход от реализации электроэнергии будет максимальным.

### 3.2. Выбор метода оптимизации, разработка и описание алгоритма оптимального расчета

Поставленная выше задача оптимального планирования суточной нагрузки относится к аспектам однокритериальной многомерной оптимизации со смешанным типом ограничений на изменении переменных. Для ее решения можно использовать несколько методов нелинейного программирования, например, методы сканирования, покоординатного спуска, случайного поиска, градиентные методы и т.д. [29–35]. Однако у задачи планирования нагрузки ГЭС при дифференцированном тарифе на электроэнергию имеются свои особенности, которые позволяют предложить упрощенный метод решения данной задачи оптимизации.

Метод оптимизации учитывает особенности решаемой задачи. На первом этапе проводится ранжирование часовых нагрузок в порядке роста цен на электроэнергию, на втором этапе нагрузкам при минимальных и максимальных ценах присваиваются минимально и максимально возможные значения, на третьем этапе проводится варьирование оставшихся нагрузок по критерию максимума дохода.

Для решения задачи оптимального планирования нагрузки по предложенному методу разработан алгоритм расчета, представленный на рис. 3.2. Этот алгоритм включает следующие этапы:

1. Создается вектор  $consumption$  как упорядоченное множество из 24-х элементов  $consumption = (consumption_1, consumption_2, \dots, consumption_{24})$ , где номер каждого элемента вектора соответствует номеру часа в сутках.

2. С помощью уравнения (2.2) определяется среднесуточный расход воды через створы ГЭС  $Q_{\text{средн гЭС}}$ , которая является начальным значением для элементов вектора  $consumption$ :

$$consumption_t = Q_{\text{средн гЭС}}$$

3. Суточная сумма тарифных цен на отпущенную электроэнергию  $\sum_{t=1}^{24} C_t$  делится на 24 (количество часов в сутках), получаем при этом среднечасовую цену  $C_{\text{средн}}$ .

4. Создается вектор  $updown$  как упорядоченное множество из 24-х элементов  $updown = (updown_1, updown_2, \dots, updown_{24})$ , где каждый элемент имеет только дискретные значения.

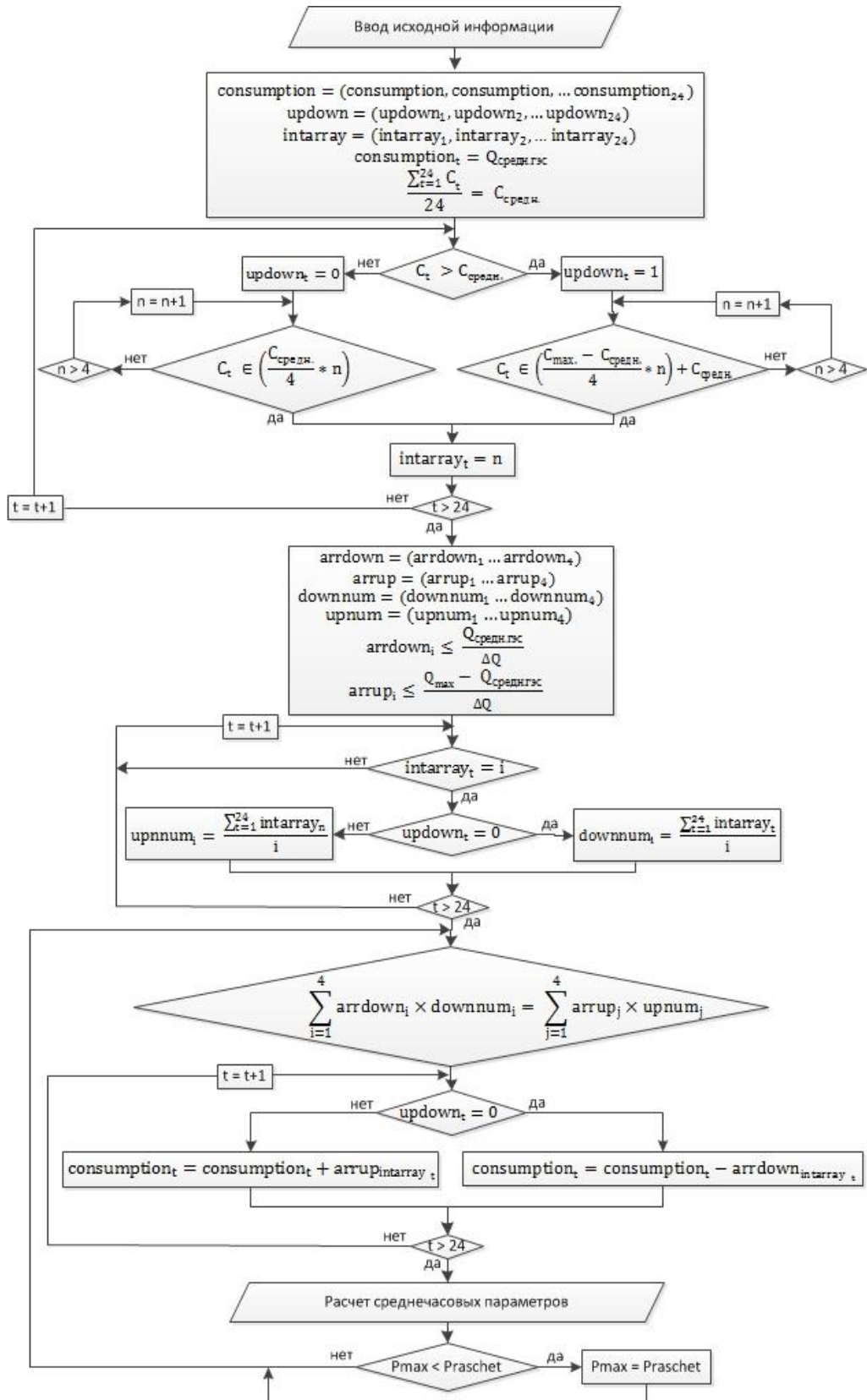


Рис. 3.2. Общий алгоритм поиска оптимального режима работы ГЭС, отвечающий критерию получения максимального дохода от продажи электроэнергии на ГЭС

5. Определяются элементы вектора updown сравнением  $C_{\text{средн}}$  с часовыми тарифами  $C_t$ :

Если  $C_t > C_{\text{средн}}$ , тогда  $\text{updown}_t = 1$ ,

Если  $C_t < C_{\text{средн}}$ , тогда  $\text{updown}_t = 0$ .

6. Создается вектор intarray как упорядоченное множество из 24-х элементов  $\text{intarray} = (\text{intarray}_1, \text{intarray}_2, \dots, \text{intarray}_{24})$ , где номер каждого элемента вектора соответствует номеру часа в сутках.

Максимальное значение каждого элемента вектора не превышает 4:

Если  $\text{updown}_t = 1$  и  $C_t$  входит в интервал  $(C_{\text{max}} - C_{\text{средн}})/4 \cdot n + C_{\text{средн}}$ ,  
тогда  $\text{intarray}_t = n$ ,

Если  $\text{updown}_t = 0$  и  $C_t$  входит в интервал  $(C_{\text{средн}}/4) \cdot n$ , тогда  $\text{intarray}_t = n$ ,

где  $n$  – номер цикла от 1 до 4.

7. Определяется шаг изменения расхода воды  $\Delta Q$  (по умолчанию  $\Delta Q = 300 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

8. Определяется ограничение по максимальному возможному расходу воды  $Q_{\text{max}}$  (по умолчанию  $Q_{\text{max}} = 4000 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

9. Создаются векторы downnum и upnum как упорядоченное множество из 4-х элементов:

$$\text{downnum} = (\text{downnum}_1 \dots \text{downnum}_4),$$

$$\text{upnum} = (\text{upnum}_1 \dots \text{upnum}_4);$$

где

$$\text{downnum}_i = \sum_{n=1}^{24} \text{intarray}_n / i, \text{ если } \text{intarray}_n = i \text{ и } \text{updown}_n = 0,$$

$$\text{upnum}_i = \sum_{n=1}^{24} \text{intarray}_n / i, \text{ если } \text{intarray}_n = i \text{ и } \text{updown}_n = 1.$$

10. создаются векторы arrdown и arrup как упорядоченное множество из 4-х элементов:

$$\text{arrdown} = (\text{arrdown}_1 \dots \text{arrdown}_4),$$

$$\text{arrup} = (\text{arrup}_1 \dots \text{arrup}_4),$$

где значения элементов векторов не превышают:

$$\text{arrdown}_i \leq Q_{\text{средн гЭС}} / \Delta Q,$$

$$\text{arrup}_i \leq Q_{\text{средн гЭС}} / \Delta Q.$$

11. С помощью метода «исследующего поиска» с элементами динамического программирования циклическим последовательным перебором элементов векторов  $arrdown$  и  $arrup$  достигаются такие моменты, при которых

$$\sum_{i=1}^4 arrdown_i \cdot downnum_i = \sum_{j=1}^4 arrup_j \cdot upnum_j.$$

Если  $updown_t = 1$ , тогда  $consumption_t = consumption_t + arrup_{intarray\_t}$ ,

Если  $updown_t = 0$ , тогда  $consumption_t = consumption_t - arrdown_{intarray\_t}$ .

Таким образом, определяется такой ряд  $consumption_t$  для  $t = 1-24$ , чтобы результирующий суточный доход  $P$  при данном расходе был максимален (формула (3.4)).

12. Результаты для удобства ввода исходных данных и вывода результатов, а также для контроля промежуточных показателей выдаются в табличной и графической форме.

### **3.3. Разработка программного комплекса**

#### **3.3.1. Структура программного комплекса**

Программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки, разработанный авторами монографии, приведен в работах [24–25]. Структурная схема программного комплекса расчета оптимального суточного режима работы ГЭС приведена на рис. 3.3.

Предлагаемый программный комплекс позволяет в непрерывном режиме уточнять модель производства и рассчитывать оптимальный режим работы ГЭС.

Основным источником телеметрических данных является сервер базы данных MSSQL. Система автоматически или по запросу пользователя имеет возможность обновления по протоколу ODBC (Open Database Connectivity) основных телеметрических параметров ГЭС для составления графика нагрузок.

При технической неполадке сервера базы данных (SQL-сервер) система предусматривает переход на резервную линию опроса данных. При этом источником данных становится OPC-сервер, который, в свою очередь, является источником данных SCADA-системы. Для резервного опроса данных на языке C# реализован дополнительный модуль к программному комплексу. Модуль является OPC-клиентом, использующим объекты OPC-сервера с помощью OPC-интерфейсов

(подмножество COM интерфейсов). COM интерфейсы по протоколу OPC DA (OPC Data Access) предоставляют доступ OPC клиенту к данным процесса OPC-сервера. В свою очередь, OPC-сервер, осуществляет обмен данными с контроллером или распределенной периферией через специфический, отличный от OPC, интерфейс (обладая драйверами для связи с контроллерами по конкретным протоколам промышленных сетей). Таким образом, OPC-сервер предоставляет доступ OPC-клиенту к данным процесса устройств, с которыми он обменивается, т. е. служит в качестве программы шлюза [36]. Структурная схема опроса данных приведена на рис. 3.4.

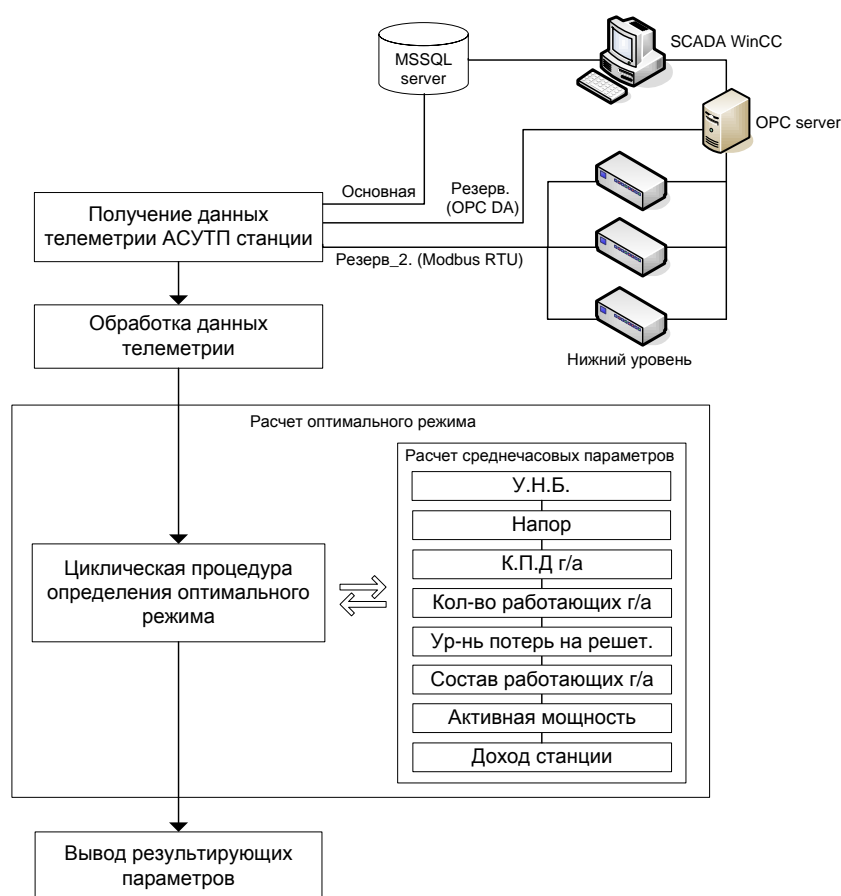


Рис. 3.3. Структурная схема программы расчета оптимального режима работы ГЭС

Реализованный модуль программно создает OPC-группу, а затем в его пределах OPC item'ы. Механизм группирования позволяет разделять данные по принципу чтения/записи, периодичности операций и активировать/деактивировать обновление переменных. Каждому OPC item'у предоставляется доступ к источнику данных (OPC-тегу), который идентифицируется уникальным в пределах сервера идентификатором ItemID. С каждым OPC item'ом ассоциируется: текущее значение (Value), отметка времени (Time Stamp) и качество (Quality) [36–38].



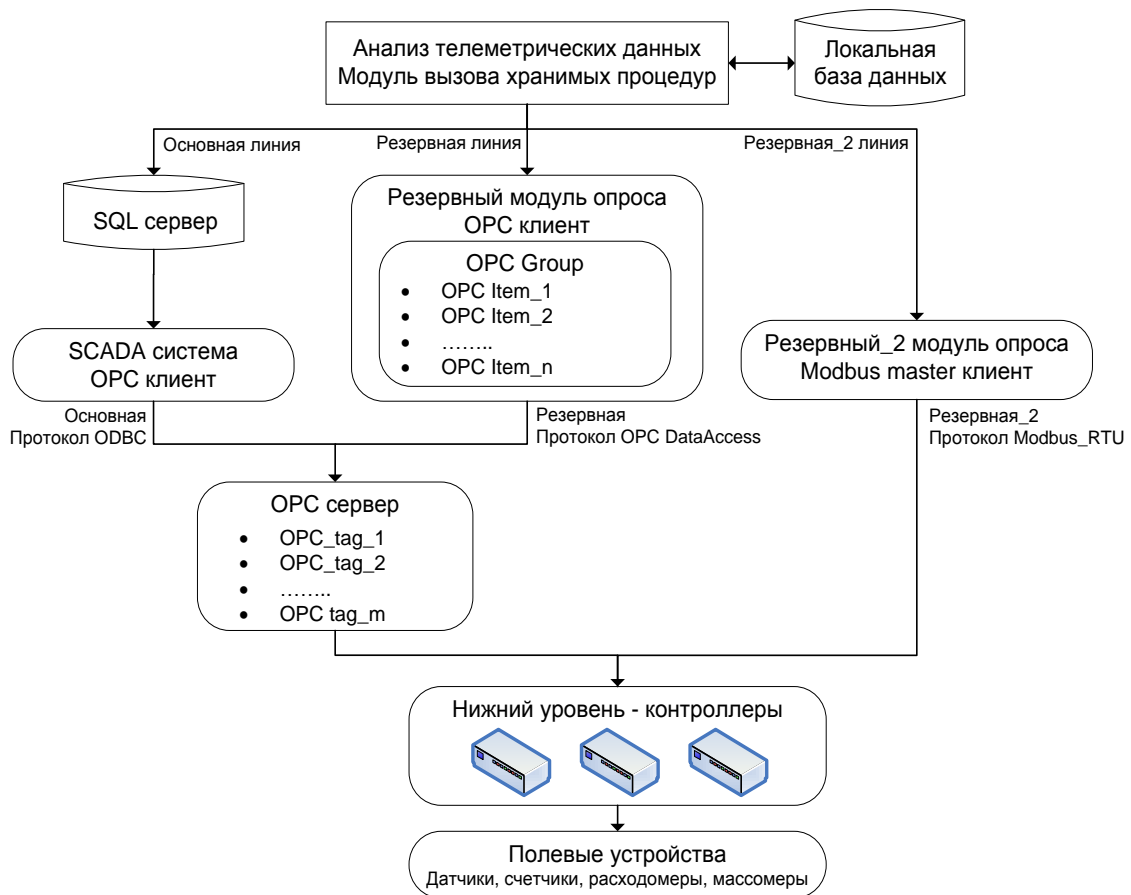


Рис. 3.4. Структурная схема опроса телеметрических данных

При технической неполадке на сервере базы данных (SQL-сервере) и OPC-сервере, система предусматривает переход на вторую резервную линию опроса данных. При этом источниками данных становятся контроллеры нижнего уровня, в свою очередь являющиеся источниками данных для OPC-сервера. Для резервного опроса данных на языке C# реализован второй дополнительный модуль к программному комплексу. Модуль является Modbus клиентом и напрямую по протоколу Modbus RTU, интерфейсу RS485 опрашивает контроллеры нижнего уровня.

Работа модуля заключается в инициализации транзакции путем формирования клиентом (master) пакета запроса данных ведомому устройству – серверу (контроллеру). Пакет запроса состоит из адреса ведомого устройства, кода функции, данных и блока обнаружения ошибок (CRC). В ответ на запрос данных контроллер формирует ответный пакет и посылает обратно клиенту, который, в свою очередь, обрабатывает полученные данные и записывает в локальную базу данных [37].

Обработка данных телеметрии проводится посредством выполнения ряда хранимых процедур в локальной базе данных программного продукта. В момент обработки рассчитываются коэффициенты потерь

на решетках каждого гидроагрегата, параметры для расчета уровня нижнего бьефа. Выполнение хранимых процедур осуществляется каждую ночь и использует исходные данные предыдущих 30 суток. Таким образом, система основывается на постоянно обновленных данных, полученных в режиме реального времени.

Программный продукт реализован на ASP.NET языке C# с использованием web сервера IIS (Internet Information Server) и базы данных MSSQL 2005 Express. Данная технология позволяет использовать реализованный программный продукт любому пользователю (web-клиенту) с любого компьютера, подключенного к Intranet или Internet сети при условии прохождения аутентификации.

Система автоматически определяет учетную запись клиента. Таким образом, нет необходимости в заполнении логина и пароля при прохождении аутентификации.

### 3.3.2. Функциональные модули программного комплекса

Модульная структура программного комплекса (см. рис. 3.5) поделена на 3 последовательных этапа:

- получение технологических параметров ( табл. 3.1);
- анализ телеметрических данных (табл. 3.2);
- расчет оптимального режима (табл. 3.3).

Таблица 3.1

#### Модули этапа получения технологических параметров

Модули	Пояснение
Обработки ВСВГО	Обработка макетов ВСВГО (выбор состава вспомогательного и генерирующего оборудования) на предстоящие сутки
Определение $N_{\max\_i}$	Определение массива среднечасовой максимальной мощности ( $N_{\max\_i}$ ) станции на предстоящие сутки
Определение $N_{\max\_i\_j}$	Определение состава готовых к работе гидроагрегатов и их индивидуальных располагаемых мощностей
Получение цен РСВ	Получение и обработка средневзвешенных цен РСВ (рынок на сутки вперед). В качестве исходной информации: Ценовые параметры предыдущего месяца с сайта <a href="http://atsenergo.ru">http://atsenergo.ru</a> в виде xml-файлов
Определение ограничений	Определение ограничений на изменения переменных: <ul style="list-style-type: none"> <li>• режим поддержания УВБ в пределах отметок <math>Z_{н\ min}</math>, <math>Z_{н\ max}</math> без учета сгонно-нагонных ветровых явлений;</li> <li>• минимальные сбросы воды;</li> <li>• минимальные, максимальные допустимые отметки УНБ</li> </ul>
Получение приточности	Получение параметров среднесуточной приточности к створам гидроузла

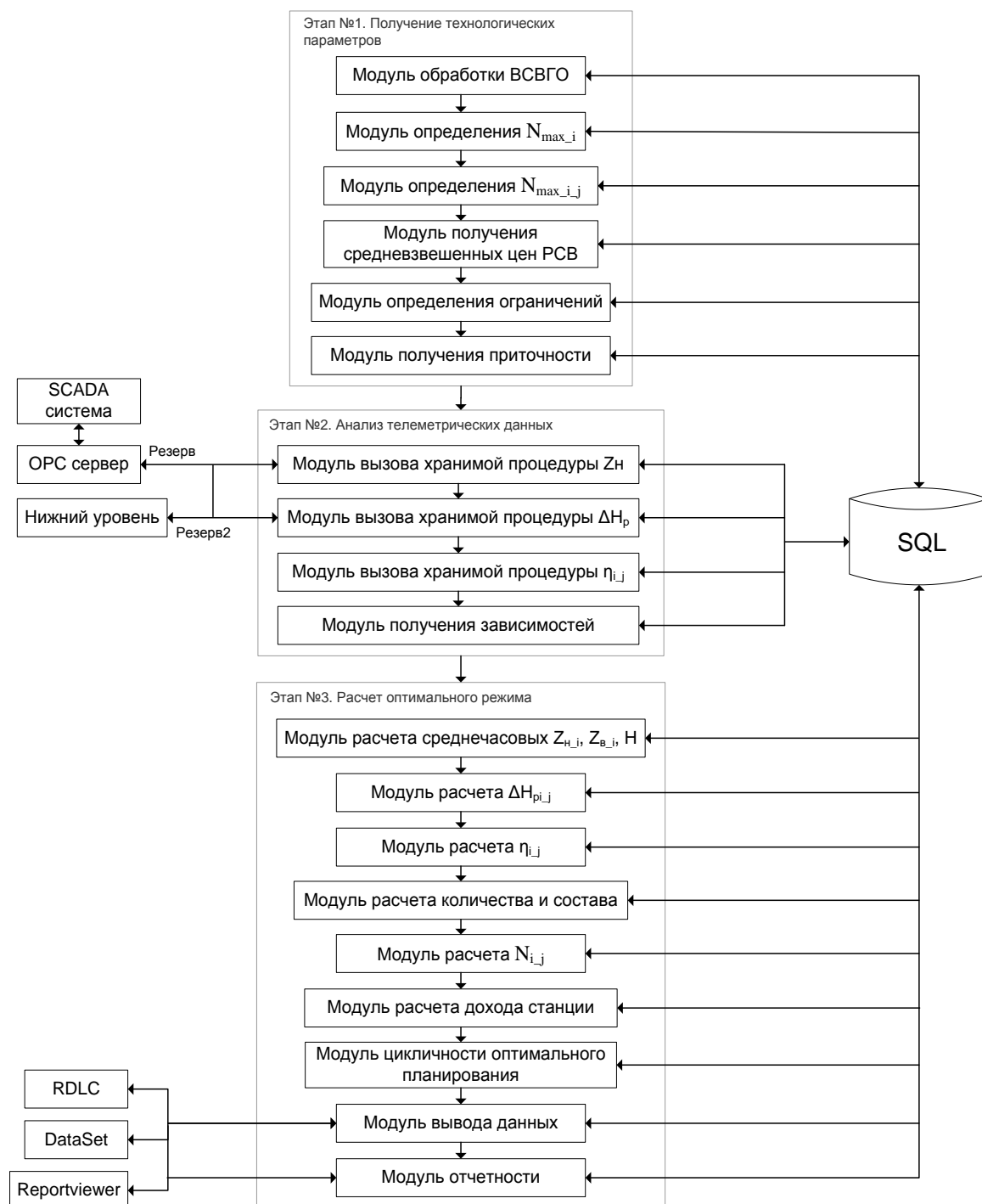


Рис. 3.5. Модульная структура программного комплекса

Таблица 3.2

## Модули этапа анализа телеметрических данных

Модули	Пояснение
1	2
Вызов хранимой процедуры $Z_n$	Модуль опроса данных для получения среднечасовых параметров телеметрии УВБ, $Q_{ГЭС}$ для последующего вызова хранимой процедуры обработки данных

1	2
Вызов хранимой процедуры $\Delta H_p$	Модуль опроса данных для получения среднечасовых параметров индивидуальных потерь на решетках гидроагрегатов для последующего вызова хранимой процедуры обработки данных
Вызов хранимой процедуры $\eta_{i_j}$	Модуль запроса и обработки данных коэффициентов потерь на решетках
Получение уравнений зависимостей	Определение зависимостей $Z_H(t) = f(Z_H(t - \Delta t), Q)$ , $\Delta H_p = A \cdot Q^2$ , $\eta(Q, H)$

Таблица 3.3

### Модули этапа расчета оптимального режима

Модули	Пояснение
Расчет среднечасовых $Z_{H_i}$ , $Z_{B_i}$ , $H$	Расчет среднечасовых параметров уровня нижнего бьефа $Z_{H_i}$ , уровня верхнего бьефа $Z_{B_i}$ , напора $H$ на предстоящие праздники
Расчет $\Delta H_p$ $i_j$	Расчет среднечасовых индивидуальных потерь на решетках на предстоящие сутки
Расчет $\eta_{i_j}$	Расчет среднечасовых КПД гидротурбин
Расчет количества и состава	Расчет количества и состава гидроагрегатов
Расчет $N_{i_j}$	Расчет выработки активной мощности каждым гидроагрегатом
Расчет дохода станции	Расчет дохода станции на рынке электроэнергии по регулируемым договорам (РД) и на рынке на сутки вперед (РСВ)
Цикл оптимального планирования	Циклический процесс определения оптимальной суточной нагрузки ГЭС
Вывод данных	Вывод прогнозных суточных параметров
Отчетность	Предоставление суточных, квартальных отчетов по работе станции на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ)

### 3.3.3. Графический интерфейс программного комплекса

На рис. 3.6–3.14 приведены графические интерфейсы программного комплекса определения режима работы ГЭС в условиях ОРЭ, который позволяет контролировать процесс расчетов и проверить вычисленные параметры.

На рис. 3.7 приведена зависимость среднечасового уровня нижнего бьефа от среднечасового расхода воды ГЭС и уровня нижнего бьефа предыдущего часа.

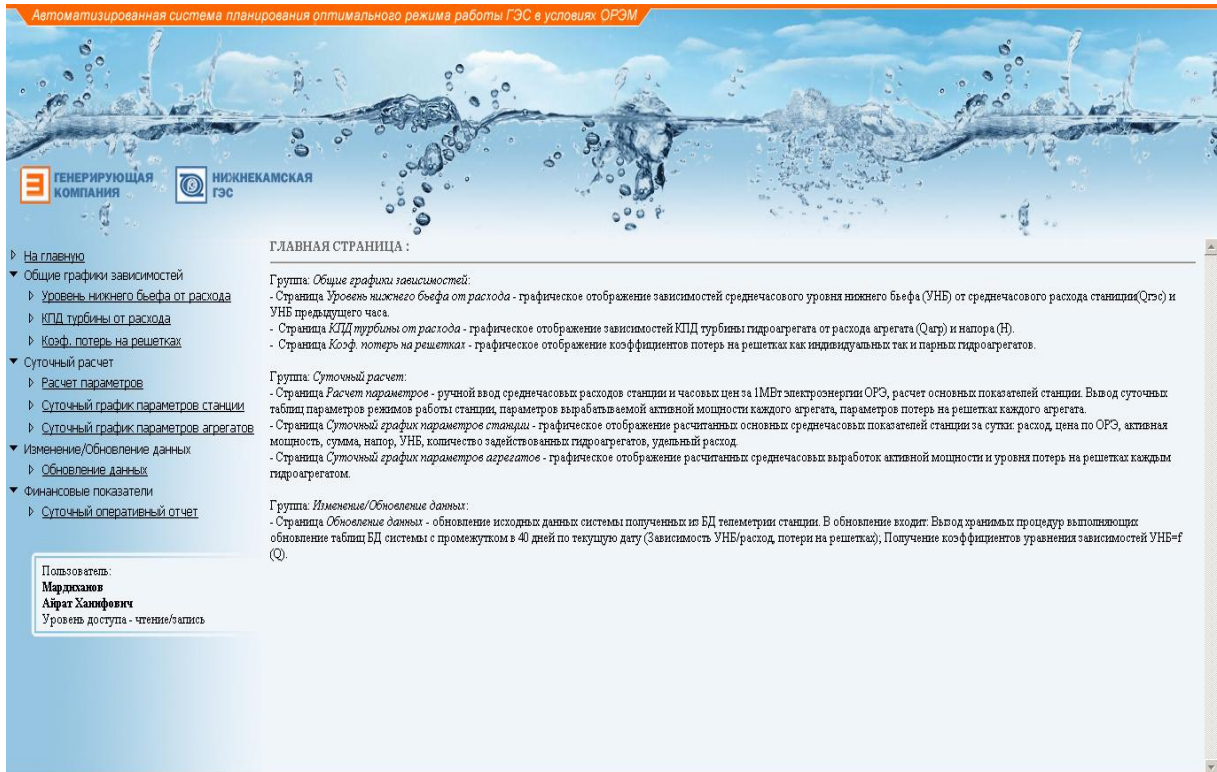


Рис. 3.6. Главная страница программного комплекса

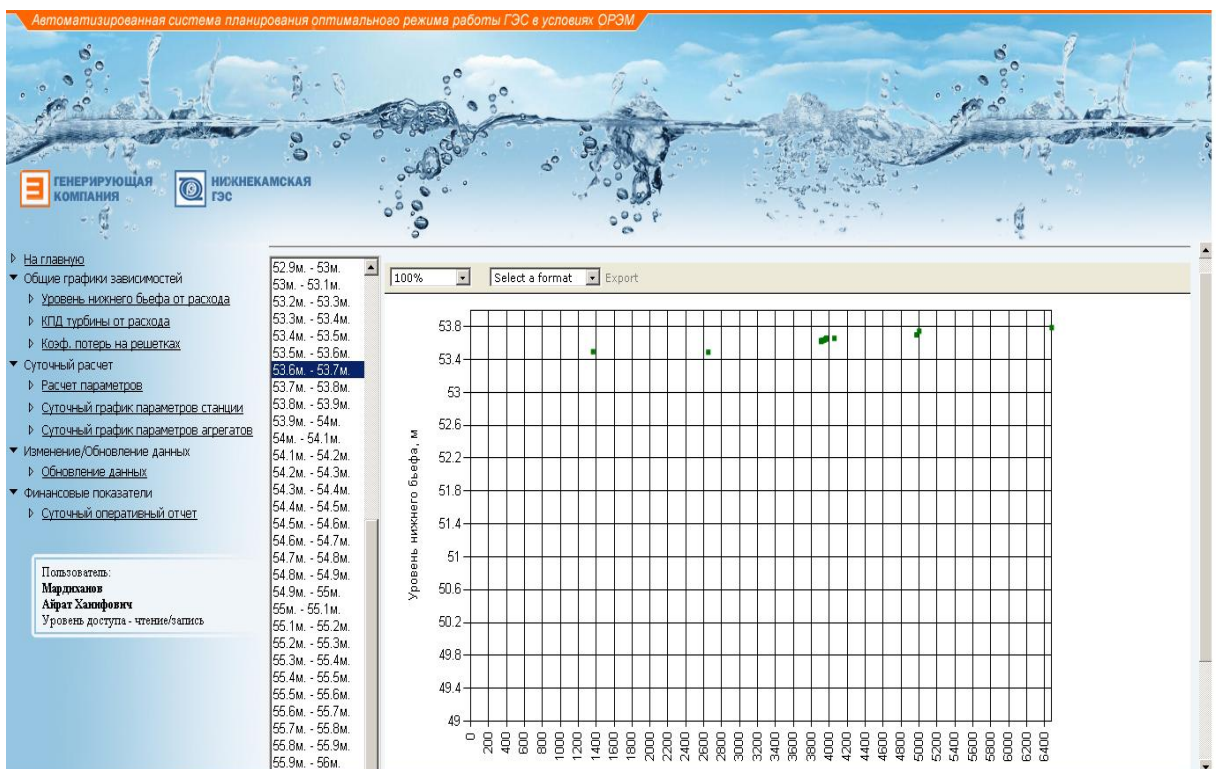


Рис. 3.7. Страница графического отображения зависимости уровня нижнего бьефа от расхода воды

На рис. 3.8 приведена зависимость КПД гидротурбины от напора и расхода воды. Программный комплекс с заданной периодичностью обновляет параметры данной зависимости.

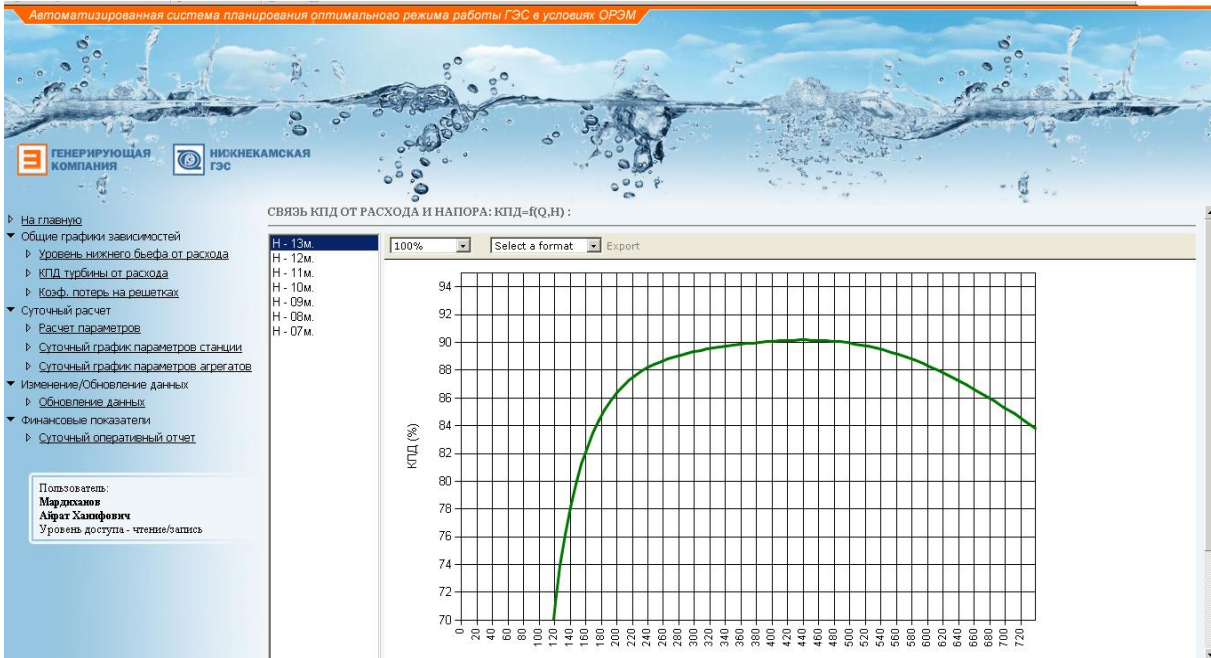


Рис. 3.8. Страница графического отображения зависимости КПД турбины от напора и расхода

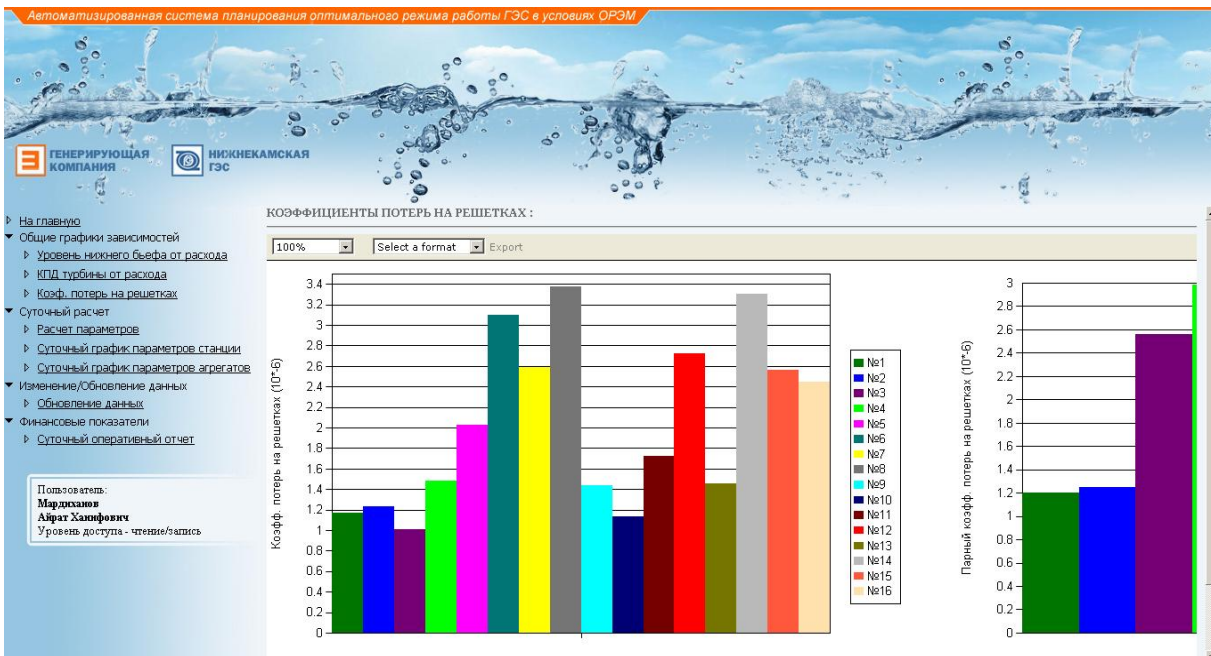


Рис. 3.9. Страница графического отображения коэффициентов потерь на решетках каждого гидроагрегата

На рис. 3.9 приведены графики коэффициентов потерь на сороудерживающих решетках как каждого, так и парных гидроагрегатов. Программный комплекс, вызывая хранимые процедуры базы данных, с заданной периодичностью обновляет параметры данной зависимости. Таким образом, осуществляется планирование графиков ремонта и очистки сороудерживающих решеток путем автоматизированного контроля за их состоянием.

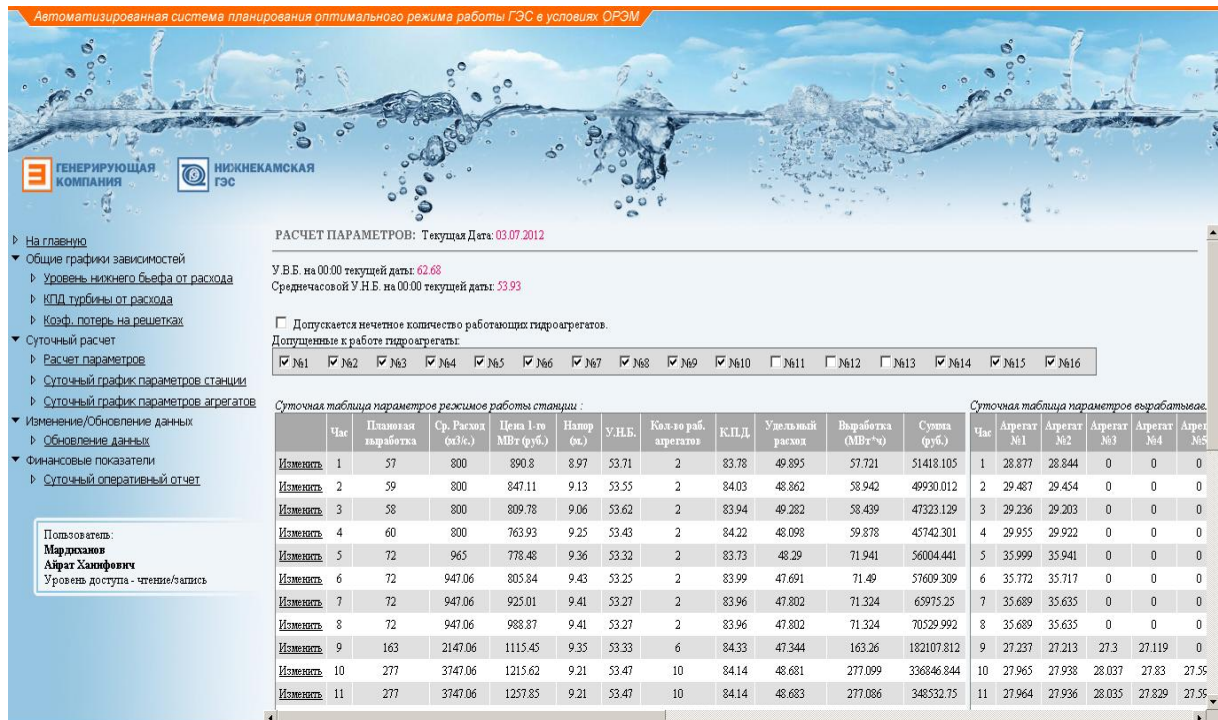


Рис. 3.10. Страница автоматического планирования суточной нагрузки ГЭС

На рис. 3.10 приведен графический интерфейс расчета оптимальной суточной нагрузки ГЭС. Расчет осуществляется как в ручном, так и в автоматическом режимах. После расчета система выдает данные в 3-х таблицах: основные показатели (среднечасовой расход, напор, УНБ, УВБ, количество рабочих гидроагрегатов, КПД, удельный расход, выработка, сумма), выработка каждым гидроагрегатом, потери на решетках каждым гидроагрегатом.

На рис. 3.11 приведено графическое представление основных среднечасовых показателей станции на предстоящие сутки. Все показатели могут быть экспортированы как в pdf, так и в excel форматы.

На рис. 3.12 представлен график среднечасового количества и состава работающих гидроагрегатов в течение суток.

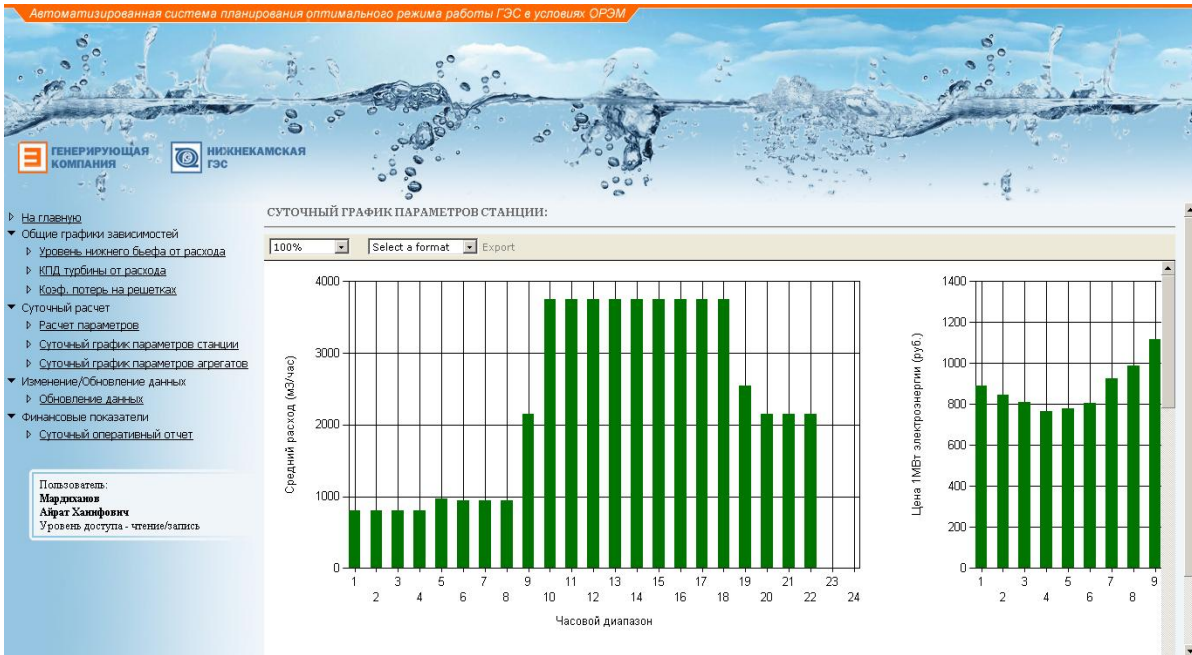


Рис. 3.11. Графическое отображение суточного графика параметров станции

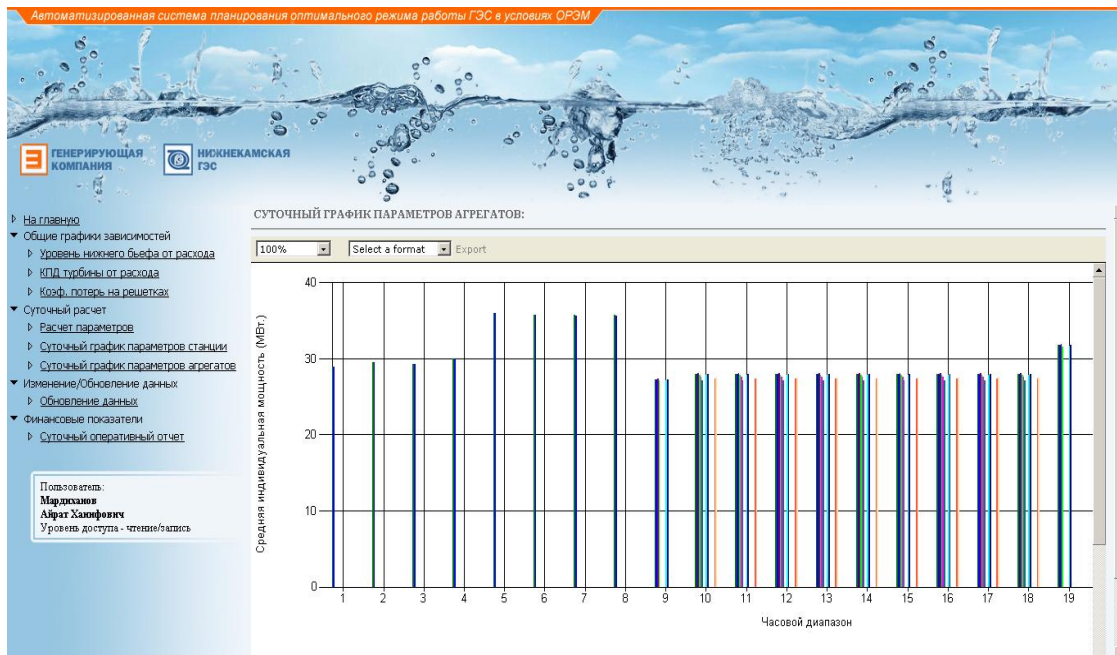


Рис. 3.12. Графическое отображение суточного графика параметров гидроагрегатов

На рис. 3.13 представлен графический интерфейс настройки исторического суточного отчета по работе ГЭС на оптовом рынке электроэнергии. Для формирования отчета необходимо выбрать:

- 1) представление данных (табличное / графическое);
- 2) необходимую дату, окрашенную синим фоном в календаре.

Для эргономичного восприятия графического интерфейса настроечной страницы, задний фон окрашен в светло-голубом цвете.



На рис. 3.14, 3.15 представлены графические и табличные формы представления суточного оперативного отчета по работе ГЭС на ОРЭ (см. также табл. 3.4).

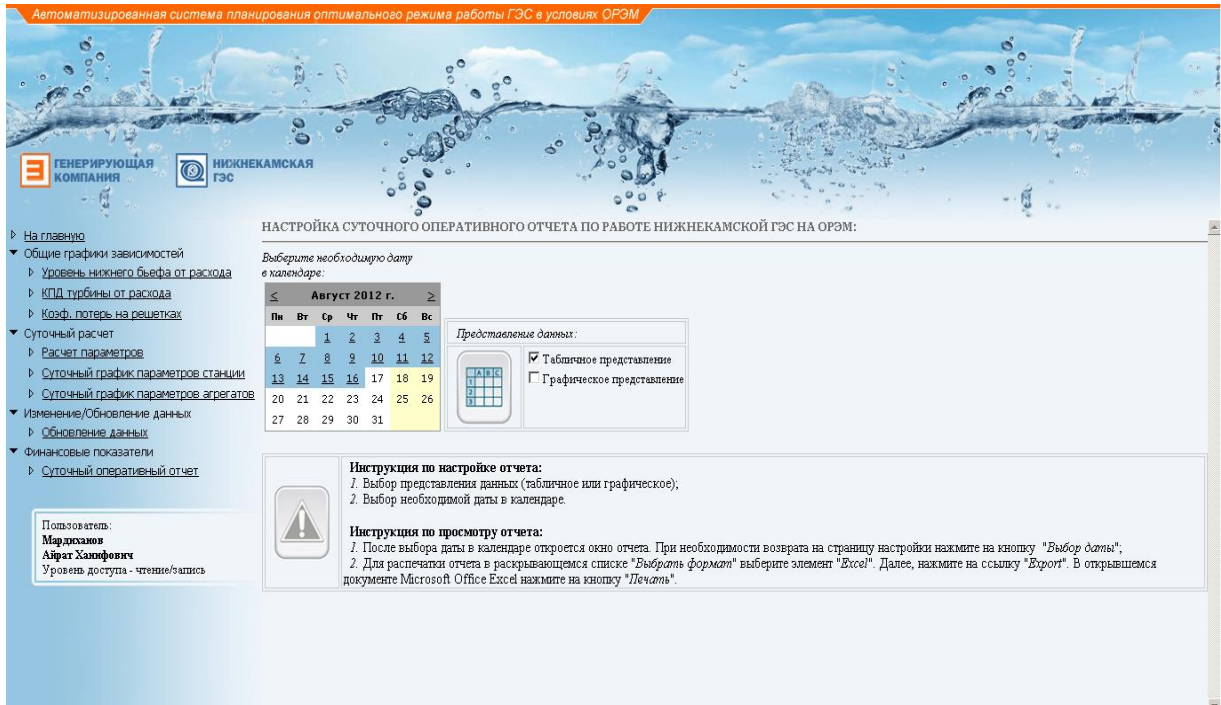


Рис. 3.13. Страница настройки исторического суточного оперативного отчета на оптовом рынке электроэнергии

Показатели		Единица измерения	Факт (ген. компания)	Расчетный показатель	0	1	2	3	4	5	6
Общее количество турбин на станции		шт.		16							
Количество турбин в работе		шт.		8	8	8	8	8	8	8	8
Располагаемая мощность		МВт		496	496	496	496	496	496	496	491
Максимальная мощность		МВт		239.2	239.2	239.2	239.2	239.2	239.2	239.2	239
Объем поставки по торговому графику		МВтч		5020	60	60	60	60	239	239	231
Фактическая выработка электроэнергии		МВтч		4935.39	60.09	60.14	60.11	60.11	149.62	239.15	239.
Собственное потребление станции (торговый график)		МВтч		104.87	2.5	2.5	2.5	2.5	3.46	3.31	3.4
Собственное потребление станции (факт)		МВтч		116.03	2.42	2.87	4.64	4.64	5.58	6.95	4.7
РД	Объем поставки	МВтч		922.45	0	0	0	0	0	0	0
	Доля в общем объеме	%		18.69							
	Тариф	руб/МВтч		11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.5
	Стоимость	тыс. руб.		11.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
Объем поставки	продажа	МВтч		4097.55	60	60	60	60	239	239	231
	покупка	МВтч		-104.87	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-3.46	-3.31	-3.4
Средневзвешенная		руб/МВтч		1093.53							

Рис. 3.14. Табличное представление исторического суточного оперативного отчета

Табличные показатели суточного оперативного отчета

Общее количество турбин на станции			
Количество турбин в работе			
Располагаемая мощность			
Максимальная мощность			
Объем поставки по торговому графику			
Фактическая выработка электроэнергии			
Собственное потребление станции (торговый график)			
Собственное потребление станции (факт)			
РД	Объем поставки		
	Доля в общем объеме		
	Тариф		
	Стоимость		
РСВ	Объем поставки	продажа	
		покупка	
	Средневзвешенная цена	продажа	
		покупка	
Стоимость поставки	продажа		
	покупка		
БР	Объем поставки	продажа	ИВ
			ИС
		покупка	ИВ
			ИС
	Средневзвешенная цена	продажа	ИВ
			ИС
		покупка	ИВ
			ИС
Стоимость поставки	продажа		
	покупка		
Нагрузочные потери в энергорайоне			
Доход			
Топливная составляющая себестоимости			
Финансовый результат			
Финансовый результат нарастающим с начала месяца			

Табличный отчет состоит из 2-х табличных форм:

- итоговая суточная и месячная;
- итоговая среднечасовая.

В первой табличной форме выводятся основные суточные показатели ГЭС на рынке электроэнергии, приведенные в табл. 3.4. В конце формы рассчитывается суммарное значение финансового показателя с начала месяца.

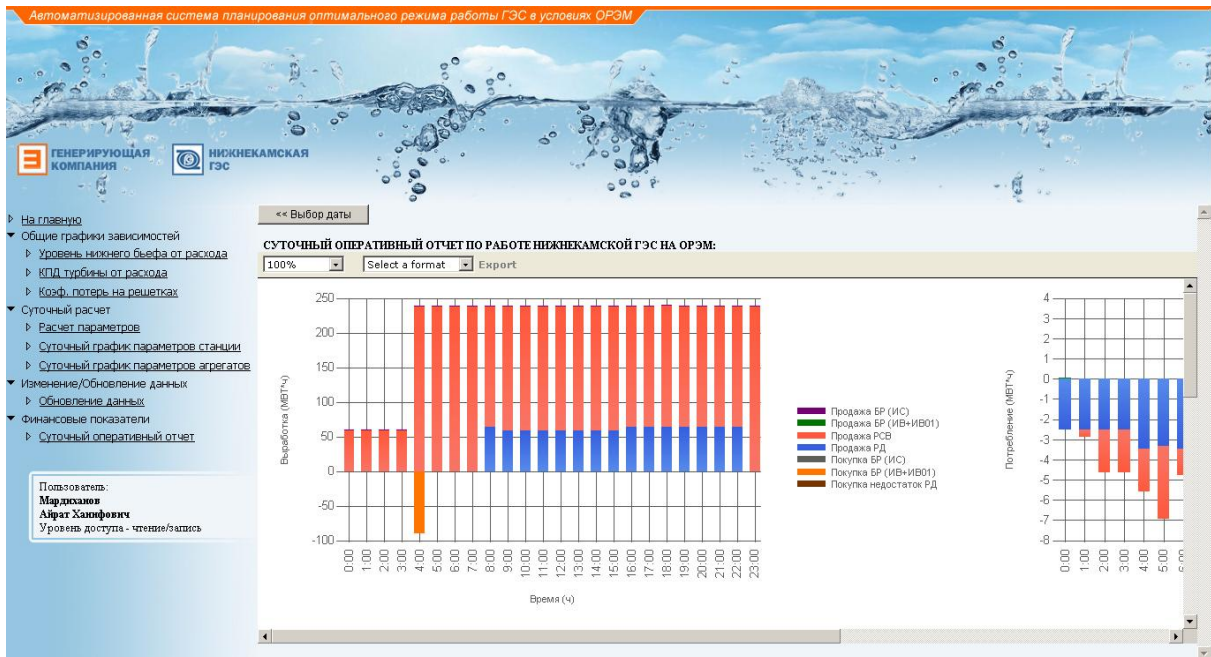


Рис. 3.15. Графическое представление исторического суточного оперативного отчета

Во второй табличной форме выводятся среднечасовые параметры основных показателей, приведенных в табл. 3.4. В случаях (покупки электроэнергии для договорных поставок объемов РД, увеличении/уменьшении более чем на 100 % фактического собственного потребления по сравнению с плановым и др.) среднечасовые параметры окрашиваются красным цветом.

### 3.3.4. Экономическая эффективность от внедрения программного комплекса

Экономическая эффективность проекта рассчитывается для предприятия-заказчика (ОАО филиал «Генерирующая компания» «Нижнекамская ГЭС»), использующего в последующем разработанную автоматизированную систему оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС и получающего вследствие этого дополнительный доход.

Затраты на организацию проекта рассчитываются для предприятия-разработчика, реализующего в последующем определенную автоматизированную систему планирования организации-заказчику и получающего вследствие этого часть дохода от приобретенной экономической эффективности.

Последовательность расчета экономической эффективности:

- расчет затрат на разработку автоматизированной системы планирования;

- расчет годового экономического эффекта за счет контроля над комбинаторным согласованием и потерь на сороудерживающих решетках в режиме реального времени;

- расчет годового экономического эффекта за счет оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС.

В рамках участия ГЭС на оптовом рынке электроэнергии наиболее объективным показателем функционирования ГЭС является доход, поэтому он выбран в качестве основного критерия экономической эффективности производства электроэнергии.

Для экономического расчета предлагается 3 режима работы станции [39]:

- равномерный;
- фактический;
- предлагаемый.

В качестве расчетной даты принято 03.02.2011 г. Так как расчет проводится на основе исторических данных, объективным критерием служит равный суточный объем выработанной активной мощности. Располагаемая мощность – 310 МВт.

При равномерном режиме часовые объемы выработки будут равны 1/24 части общего суточного объема.

На рис. 3.16 приведены тарифы на электроэнергию (ИБР, БР+, БР–, РСВ) на ОРЭ за 03.02.2011 г.

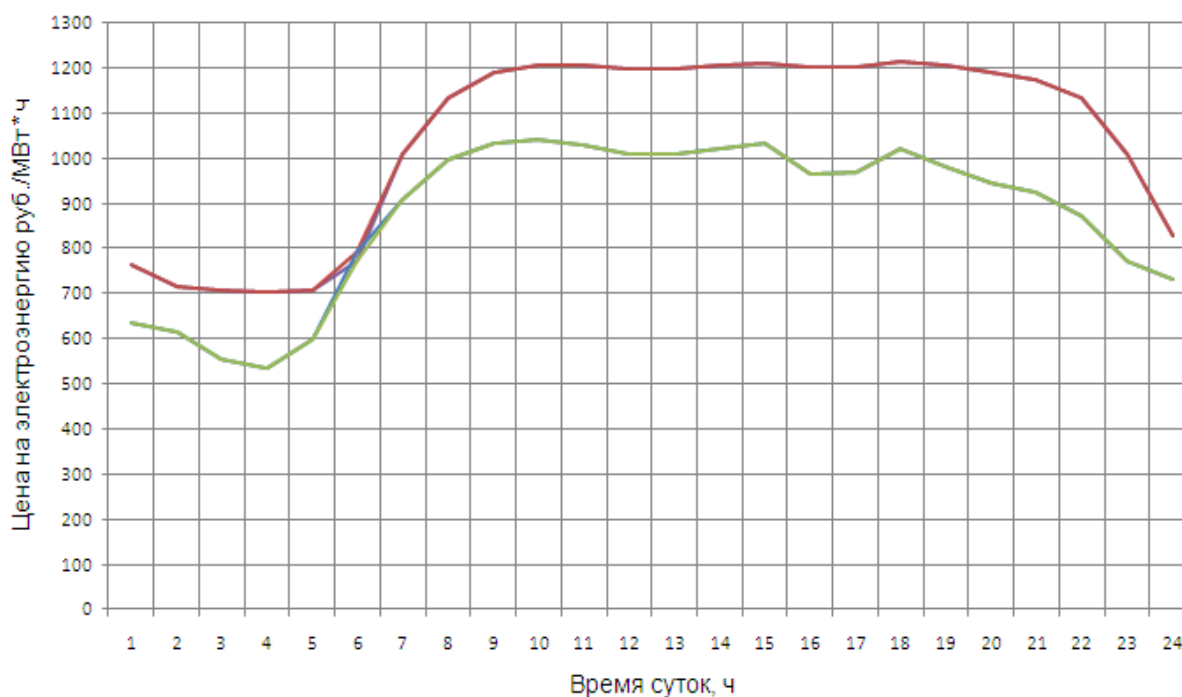


Рис. 3.16. Тарифы на электроэнергию (ИБР, БР+, БР–, РСВ) на ОРЭ за 03.02.2011 г.

На рис. 3.17 приведены графики нагрузок для 3-х режимов работы Нижнекамской ГЭС.

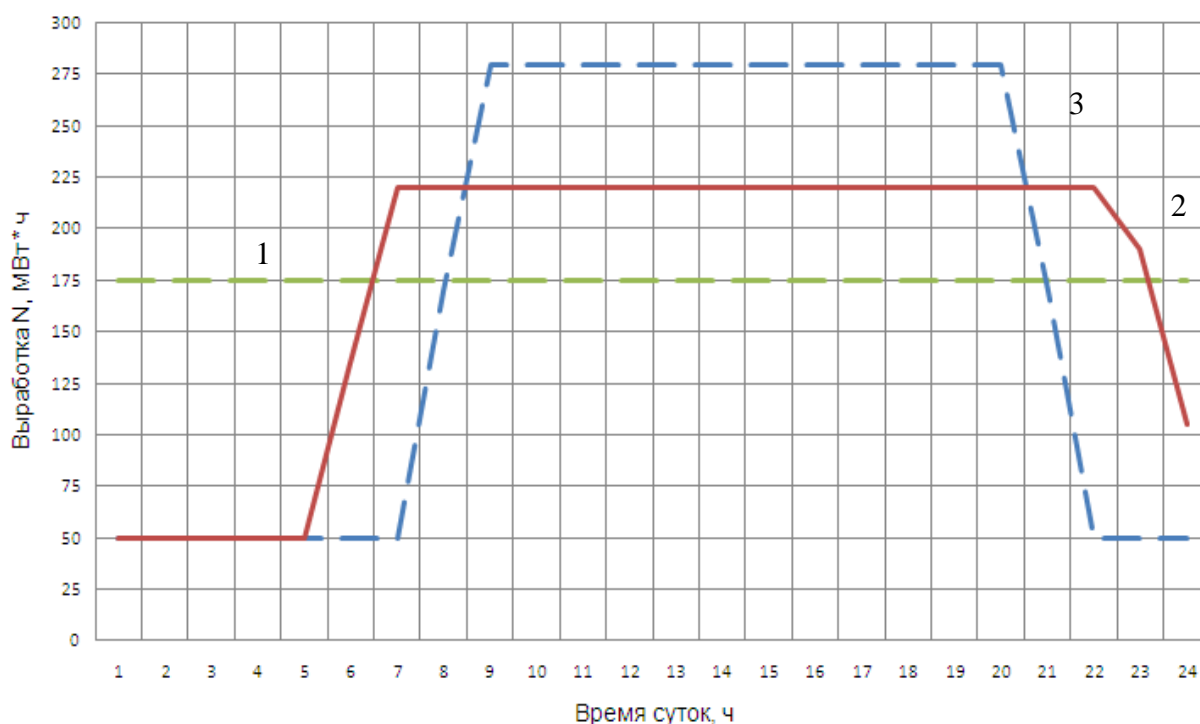


Рис. 3.17. Суточная выработка активной мощности за 03.02.2011 г.:  
1 – равномерный режим (среднее); 2 – фактический режим; 3 – предлагаемый режим

Для оценки влияния изменения характеристики внутрисуточных режимов работы ГЭС в табл. 3.5 приведены суточные результирующие показатели станции на оптовом рынке электроэнергии. Следует указать, что при оптимальном планировании учитывались объемы электроэнергии в рамках обязательств по регулируемым договорам (РД) для населения.

Таблица 3.5

Показатели суточных действительных и предлагаемых режимов работы Нижнекамской ГЭС

Режим	Э, МВт · ч	D, тыс. руб.
Равномерный	4200	3872
Фактический дифференцированный	4200	4191
Предлагаемый дифференцированный	4200	4318

Таким образом, наиболее оптимальным суточным графиком является предлагаемый дифференцированный, который на 127000 рублей эффективнее по сравнению с фактическим дифференцированным.

Средний годовой экономический эффект без учета паводкового периода и выходных:

$$C_{\text{эк.эфф\_оптималь}} = 9500 \text{ тыс. руб.}$$

В результате общие затраты на разработку составили 356085 руб. Годовой экономический эффект за счет контроля над комбинаторным согласованием и потерь на сороудерживающих решетках в режиме реального времени  $C_{\text{эк.эфф\_контроль}} - 608$  тыс. руб. Годовой экономический эффект за счет оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС  $C_{\text{эк.эфф\_оптималь}} - 9500$  тыс. руб.

Общий годовой экономический эффект  $C_{\text{эк.эфф\_общий}}$ :

$$\begin{aligned} C_{\text{эк.эфф\_общий}} &= C_{\text{эк.эфф\_контроль}} + C_{\text{эк.эфф\_оптималь}} = \\ &= 9500 \text{ тыс. руб.} + 608 \text{ тыс. руб.} = 10108 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Срок окупаемости программного комплекса:

$$\begin{aligned} T_{\text{ок}} &= 12 \cdot C_{\text{затраты}} / C_{\text{эк.эфф\_контроль}} + C_{\text{эк.эфф\_оптималь}} = 12 \cdot 356 / 10108 = \\ &= 0,42 \text{ месяца.} \end{aligned}$$

Таким образом, программный комплекс с экономической точки зрения является эффективным и целесообразным для реализации. Общий годовой экономический эффект от реализации проекта составил 10108 тысяч рублей. Программный комплекс окупится за 0,42 месяца.

Разработанный программный продукт позволит снизить затраты на ремонт (текущий, капитальный, вынужденный простой) гидроагрегатов и повысить доход за счет продажи электроэнергии на ОРЭ.

### **3.4. Оптимизация суточных режимов смешанной энергосистемы ТЭС – ГЭС в условиях свободного планирования нагрузки**

Оптимизация режимов электрических станций и энергосистем имеет большое экономическое значение. Одна из задач этой группы – планирование суточной нагрузки смешанной энергосистемы ГЭС – ТЭС. Задачи оптимизации долгосрочного и краткосрочного планирования нагрузки такой системы рассматривались ранее в работах 80-х годов [1]–[3], однако в последние годы этим вопросам уделялось мало внимания. Современные условия рынка электроэнергии ставят новые, более

разнообразные, чем раньше, задачи оптимизации нагрузки энергосистемы. В зависимости от соотношения установочной мощности энергосистемы к потребности региона в электроэнергии, а также участия электростанций в оптовом рынке электроэнергии, для одной и той же энергосистемы могут быть поставлены разные задачи оптимизации. Несмотря на то что условия рынка могут изменяться, формулировка новых задач оптимизации нагрузки энергосистемы в разных их постановках представляет не только теоретический, но и практический интерес.

Данная глава посвящена постановке новых задач оптимального распределения нагрузки в смешанной энергосистеме ТЭС – ГЭС, учитывающего условия оптового рынка электроэнергии, а также разработке методов и алгоритмов их решения. Задачи рассмотрены на примере Закамского энергорайона Татарстана, в который входят Заинская ГРЭС, Нижнекамская и Набережночелнинская ТЭЦ, а также Нижнекамская ГЭС с суммарной установленной электрической мощностью 6055 МВт [4]. При решении задач энергосистема представлена одной эквивалентной ТЭС и одной ГЭС [45].

Исходной информацией для планирования нагрузки энергосистемы на сутки вперед является график прогноза потребления электроэнергии регионом на предстоящие сутки, который строится на основе анализа предыдущих графиков. На рис. 3.18 представлен пример суточного потребления электроэнергии Нижнекамского региона, построенный на основании данных, приведенных на сайте «РДУ Татарстана».

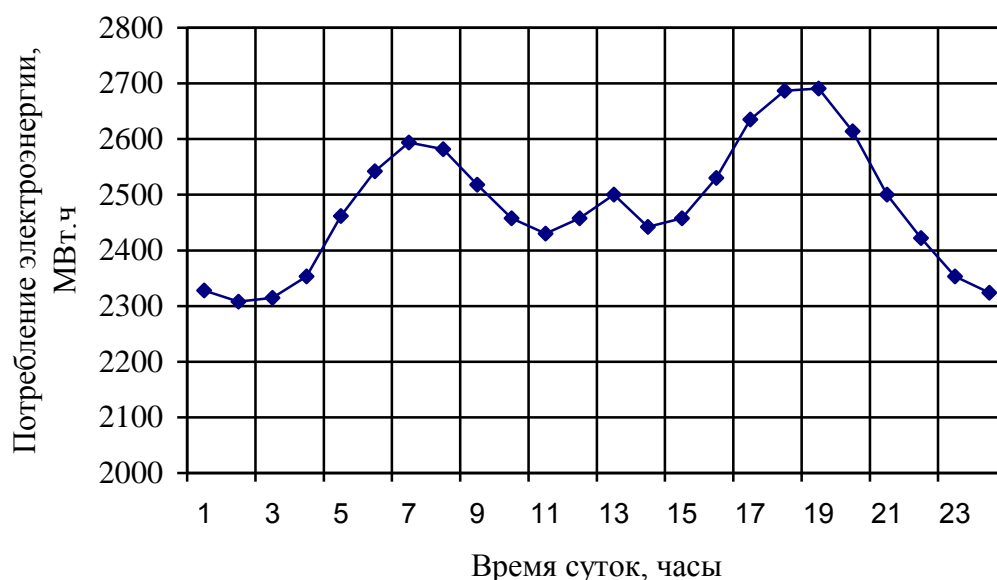


Рис. 3.18. Суточное потребление электроэнергии регионом

Потребление электроэнергии регионом в течение суток происходит неравномерно. Как следует из представленного графика, суммарная нагрузка энергосистемы изменяется в пределах от 2300 до 2700 МВт. Из сравнения реальной нагрузки энергосистемы с ее установочной мощностью следует, что установочная электрическая мощность электростанций региона значительно превышает потребности в электроэнергии, и, следовательно, энергосистема региона работает не в полную мощность. А это, с учетом возможных перетоков электроэнергии в другие регионы, создает большую степень свободы в планировании и распределении нагрузки энергосистемы. Для этого необходимо знать график нагрузки на предстоящие сутки.

*Прогноз нагрузки энергосистемы на предстоящие сутки.* Прогноз потребления электроэнергии осуществляется обычно экспертами. Но в настоящее время интенсивно развиваются математические методы прогноза. В работе [44] предложены стохастические и нейросетевые методы прогноза потребления электроэнергии промышленными предприятиями. При стохастическом подходе прогноз на предстоящие сутки осуществляется по формуле:

$$E(t) = tr(t) + \sum B_j \cos(\omega_j t + \varphi_j) + \varepsilon(t), \quad (3.7)$$

где  $tr$  – тренд распределения,  $B$ ,  $\omega$ ,  $\varphi$  – амплитуда, частота и сдвиг по фазе гармоники колебаний;  $\varepsilon$  – случайная составляющая распределения. Составляющие прогноза и их параметры определяются путем обработки графиков потребления электроэнергии за предыдущий период времени. Предварительные исследования показали, что наилучшим временем ретроспекции является период в 2 суток.

При нейросетевом подходе прогноз осуществляется по нейросетевой модели, которая строится с помощью стандартных математических пакетов по предыдущим значениям потребления электроэнергии. Точность этой модели выше, чем у стохастической. Построенная в работе [5] нейросетевая модель прогноза потребления электроэнергии дает прогноз на предстоящие сутки с ошибкой не более 1 %.

Для смешанной энергосистемы ГЭС – ТЭС можно поставить несколько задач планирования суточной нагрузки электростанций: 1) безоптимизационное распределение суточной нагрузки между ГЭС и ТЭС при постоянной электрической мощности тепловых станций; 2) автономная оптимизация суточной нагрузки ГЭС и ТЭС; 3) оптимизация распределения суточной нагрузки между ГЭС и ТЭС при условии полного



обеспечения региона электроэнергией. Ниже приводятся формулировки этих задач и некоторые результаты их решения.

**Задача 3.1.** *Безоптимизационное распределение суточной нагрузки между ГЭС и ТЭС при постоянной электрической мощности тепловых станций.* Для решения поставленной задачи необходимо знание расходных энергетических характеристик ТЭС и ГЭС. Энергоблок ТЭС включает в себя котел, турбину и генератор. Его удельная электроэнергетическая характеристика  $b = b(P)$  показывает зависимость удельных затрат топлива  $b$  от электрической нагрузки энергоблока  $P$ , она рассчитывается как произведение удельных показателей его агрегатов. В общем случае зависимость расхода топлива от выработки электроэнергии на ТЭС при фиксированной выработке тепла имеет вид функции со слабым минимумом и выражается следующим уравнением регрессии [6]:

$$B = a_0 + a_1P + a_2P^2, \quad (3.8)$$

где  $a_0, a_1, a_2$  – эмпирические коэффициенты.

В работе [6] приведены конкретные значения коэффициентов регрессии для рассматриваемой ТЭС. Зная часовую мощность энергоблока, с помощью этой характеристики можно рассчитать необходимые при этом затраты топлива  $B$ , т/ч.

Гидроагрегат ГЭС включает в себя гидротурбину и генератор. Основными характеристиками ГЭС являются энергетические характеристики турбин, потери напора в напорном трубопроводе и на сороудерживающих решетках и характеристики нижнего бьефа ГЭС. На основе натурных испытаний строятся энергетические характеристики турбин, связывающие 1) КПД турбины  $\eta$  с ее мощностью  $N$ ; и 2) напор на турбине  $H$  с расходом воды через нее  $Q$ . На основании этих характеристик строится основная характеристика гидроагрегата – расходная  $N(Q, H)$ , устанавливающая связь между мощностью гидроагрегата с расходом воды через него при разных напорах на турбине. Эта характеристика позволяет по заданному расходу  $Q$  воды и рассчитанному при этом напору на турбине  $H$  определить получаемую мощность гидроагрегата  $N$ .

Общий алгоритм решения первой задачи довольно прост: 1) задается почасовой график производства электроэнергии энергосистемой на предстоящие сутки; 2) рассчитывается суточный объем производства электроэнергии энергосистемой; 3) рассчитывается суточный объем производства электроэнергии на ГЭС, исходя из заданной суточной

приточности реки; 4) разница между суточной нагрузкой энергосистемы и производством энергии на ГЭС будет суточным производством электроэнергии на ТЭС; 5) исходя из этого, рассчитываются электрическая мощность и расход топлива на ТЭС; 6) рассчитываются почасовые остатки планируемой мощности энергосистемы после нагрузки ТЭС, которые являются почасовыми нагрузками для ГЭС; 7) рассчитывается распределение мощности между работающими гидроагрегатами ГЭС.

По данному алгоритму строится расчетное распределение суточной нагрузки энергосистемы, к примеру, для Нижнекамского региона (рис. 3.18) суточная нагрузка ГЭС будет находиться в пределах от 3000 до 3700 МВт, а нагрузка ТЭС будет постоянной и равной 3000 МВт. При этом полное использование приточности реки будет обеспечивать и минимизацию расхода топлива на ТЭС.

**Задача 3.2.** *Автономная оптимизация суточной нагрузки ГЭС и ТЭС.* При избыточности мощности электростанций региона, как это в случае энергосистемы Татарстана [4], появляется возможность планирования суточной нагрузки тепловых электростанций ТЭС и ГЭС отдельно друг от друга, используя при этом разные критерии оптимальности. Например, тепловые станции покрывают почти всю потребность региона в электроэнергии с выходом избыточной энергии на общероссийский рынок электроэнергии. Задачи оптимизации ТЭС сводятся к определению режимных параметров, максимизирующих доход или минимизирующих затраты топлива при фиксированной нагрузке, как это представлено, например, в работе [7]. ГЭС же со своими мощностями может полностью участвовать в оптовом рынке электроэнергии. При этом для ГЭС можно поставить задачу автономного оптимального планирования суточной нагрузки, учитывающей дифференцированный тариф на электроэнергию. Такая задача оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС рассматривается ниже.

Оптимизация режима ГЭС сводится к определению такого распределения расходов воды и мощности ГЭС по часам на предстоящие сутки, которые обеспечивают наилучшие экономические показатели производства. Такие задачи рассматривались в работах [8–9].

Расчет электрической мощности, вырабатываемой на  $n$  гидроагрегатах при почасовом регулировании потока воды через них, проводится по формуле:

$$N(t) = \sum_{i=1}^n (9,81 \cdot Q_i(t) \cdot H_i(t, Q) \cdot \eta_i(H, Q)), \quad (3.9)$$

где  $i$  – количество работающих гидроагрегатов;  $t$  – длительность расчетного интервала времени, час;  $N$  – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт;  $Q$  – расход воды в нижний бьеф гидростанции, м<sup>3</sup>/с;  $H$  – гидравлический напор на турбине, м;  $\eta$  – КПД гидроагрегата.

Гидравлический напор на турбине  $H$  рассчитывается по формуле:

$$H = Z_B - Z_H(Q) - h(Q), \quad (3.10)$$

где  $Z_B$  – средний уровень воды верхнего бьефа;  $Z_H$  – уровень воды нижнего бьефа;  $h$  – потери напора на решетках и внутри гидроагрегата

Задача оптимизации, поставленная в работе [9], заключалась в выборе таких часовых расходов воды через гидроагрегаты ГЭС в течение суток  $Q(t)$ , которые обеспечивали бы максимальный доход от реализации электроэнергии с учетом дифференцированного тарифа на электроэнергию.

$$D(Q_1 \dots Q_{24}) = \sum N(t) \cdot C(t) \cdot \Delta t \rightarrow \max, \quad (3.11)$$

где  $D$  – доход от продажи электроэнергии за сутки, руб;  $t$  – длительность расчетного интервала времени 1–24;  $C(t)$  – дифференцированный тариф на продаваемую электроэнергию, руб/(кВт · ч);  $N(t)$  – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт;  $Q(t)$  – расход воды в нижний бьеф ГЭС, м<sup>3</sup>/с.

В работе [24] были разработаны алгоритмы и программный комплекс решения поставленной задачи. Были также сформулированы ограничения на изменения параметров: 1) по среднесуточному расходу через створы ГЭС, 2) по уровням воды в водохранилищах, 3) по минимальной и максимальной мощности ГЭС. В результате этого задача планирования суточной нагрузки ГЭС свелась к многомерной задаче оптимизации с ограничениями типа неравенств.

Разработанный метод оптимизации учитывает особенности решаемой задачи. На первом этапе проводится ранжирование часовых нагрузок в порядке роста цен на электроэнергию, на втором этапе нагрузкам при минимальных и максимальных ценах присваиваются минимально и максимально возможные значения, на третьем этапе проводится варьирование оставшихся нагрузок по критерию максимума дохода.

Результаты расчета оптимального плана вырабатываемой мощности Нижнекамской ГЭС при дифференцированном тарифе на электроэнергию представлены на рис. 3.19. В соответствии с этим планом нагрузки годовой

доход ГЭС возрастает на 5–6 % по сравнению с существующей эмпирической методикой планирования нагрузки.

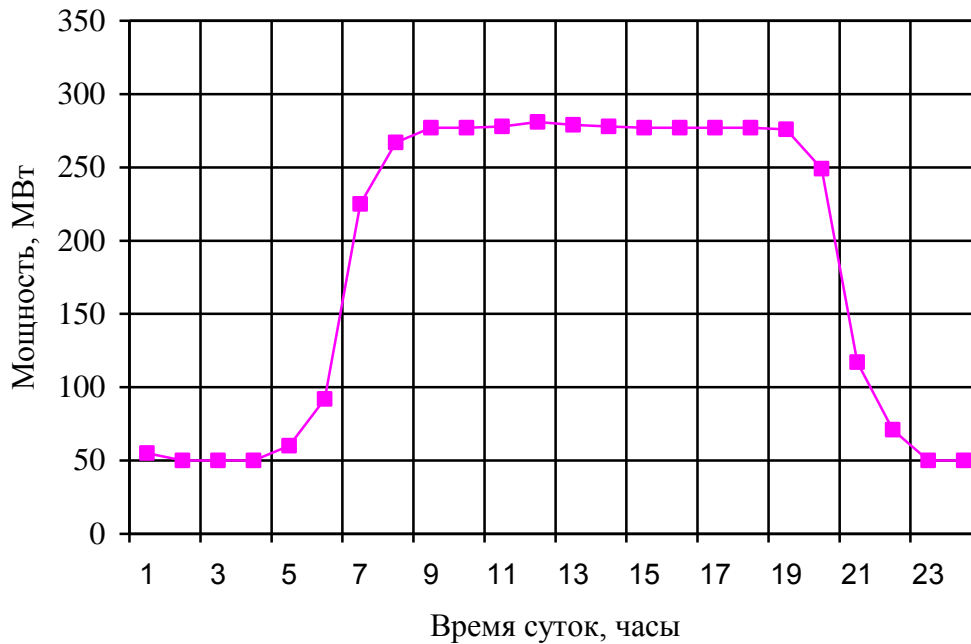


Рис. 3.19. Оптимальная суточная нагрузка ГЭС при дифференцированном тарифе при автономной ее оптимизации

**Задача 3.3.** *Оптимизация распределения суточной нагрузки энергосистемы между ГЭС и ТЭС.* В этой задаче рассматривается взаимосвязанная система двух электростанций: ГЭС и одной из ТЭС. В работах [1–3] дана задача оптимизации смешанной системы ГЭС – ТЭС по критерию минимизации расхода топлива на ТЭС. Такая постановка задачи учитывает, в основном, интересы ТЭС. В новых экономических условиях можно поставить задачу двухкритериальной оптимизации, учитывающей интересы ТЭС и ГЭС: необходимо определить такие почасовые расходы воды  $Q_i$  через ГЭС, которые в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию обеспечивают максимум дохода  $D$  на ГЭС и минимум расхода топлива  $B$  на ТЭС при учете всех ограничений.

$$D(Q_1..Q_{24}) = \sum N(t) \cdot C(t) \cdot \Delta t \rightarrow \max, \quad (3.12)$$

$$B = \sum B_i(P_i) \rightarrow \min, \quad (3.13)$$

$$P_i = W_i - N_i - \pi, \quad (3.14)$$

где  $W$  – мощность энергосистемы,  $N$  – мощность ГЭС,  $P$  – мощность ТЭС,  $\pi$  – потери энергии в сетях.

Данная задача относится к многокритериальной задаче вариационного типа. Для ее решения использовался метод согласования целей, по которому из условий (3.12–3.13) формируется одна компромиссная целевая функция. Для примера проведен расчет распределения нагрузки энергосистемы Нижнекамского региона между одной из ТЭС и одной ГЭС при условии, что все остальные ТЭС региона работают с постоянной нагрузкой. Расчет затрат топлива ТЭС проводился по формуле (3.13) с приближенными значениями коэффициентов регрессии. Расчет распределения нагрузки ГЭС проводился по методике, описанной выше. Данная монография не предусматривает более подробного описания примененных математических методов. Результаты расчета приведены на рис. 3.20.

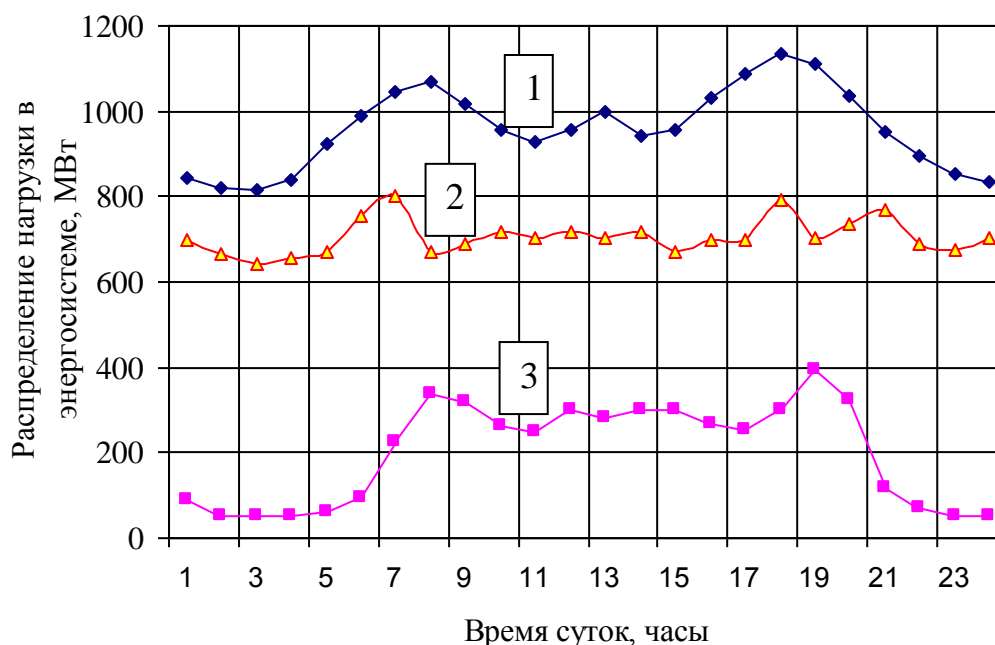


Рис. 3.20. Оптимальное распределение суточной нагрузки энергосистемы (кривая 1) между ГЭС (кривая 3) и ТЭС (кривая 2) при совместной их оптимизации

Несмотря на приближенность расчета, на основании полученных результатов все же можно сделать некоторые выводы: 1) оптимальная нагрузка ГЭС при совместной ее оптимизации с ТЭС существенно отличается от решения задачи при ее автономной оптимизации, и нагрузка ГЭС становится более неравномерной; 2) оптимальная суточная нагрузка ТЭС при совместной оптимизации с ГЭС становится неравномерной с максимумами в районе 8 и 16 часов.

Таким образом, в работе сформулированы новые задачи оптимизации смешанной энергосистемы в условиях рынка электроэнергии и показана возможность их решения.

## ГЛАВА 4. ПЛАНИРОВАНИЕ ГРАФИКА ВЫДАЧИ / ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГЭС И МЕТОДИКА ПРОГНОЗА СОПУТСТВУЮЩЕГО ПРИ ЭТОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СИСТЕМУ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА

### 4.1. Особенности работы гидроэлектростанции в энергетической системе

ГЭС совместно с другими электростанциями образуют электроэнергетическую систему. В современных условиях станции могут иметь хозяйственную самостоятельность, объединяться в генерирующие компании, быть дочерними предприятиями энергосистемы или структурными подразделениями. Но при этом имеются общие вопросы, касающиеся работы станции в электроэнергетической системе. ГЭС участвуют в покрытии пиковых потреблений электроэнергии в энергосистеме и поддерживают ее качество. Фактические объемы потребляемой электроэнергии по сравнению с плановыми часто меняются, в результате происходят постоянные колебания частоты и напряжения в сети. В связи с этим в электроэнергетических системах проводится постоянное планирование и регулирование балансов активной и реактивной мощностей, электроэнергии и напряжения в узлах линии электрической сети [40–42].

Таким образом, гидрогенераторы ГЭС должны вырабатывать как активную  $P$ , так и реактивную  $Q$  мощности.

$$S^2 = P^2 + Q^2; S = U \cdot I; \cos \varphi = P/S, \quad (4.1)$$

где  $S$  – полная мощность,  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности.

При рассмотрении суточного графика отпуска мощности на ГЭС прослеживается тот факт, что наряду с изменением выдаваемой активной мощности происходят значительные колебания в графике, выдаваемой / потребляемой реактивной мощности (рис. 4.1, рис. 4.2).

При регулировании баланса реактивных мощностей поддерживается допустимый уровень напряжения в узле (на шинах станции) системы. Так как напряжение является одним из показателей качества электроэнергии, каждая генерирующая станция обязана осуществлять ее регулирование за счет увеличения или понижения выдачи / потребления реактивной мощности.

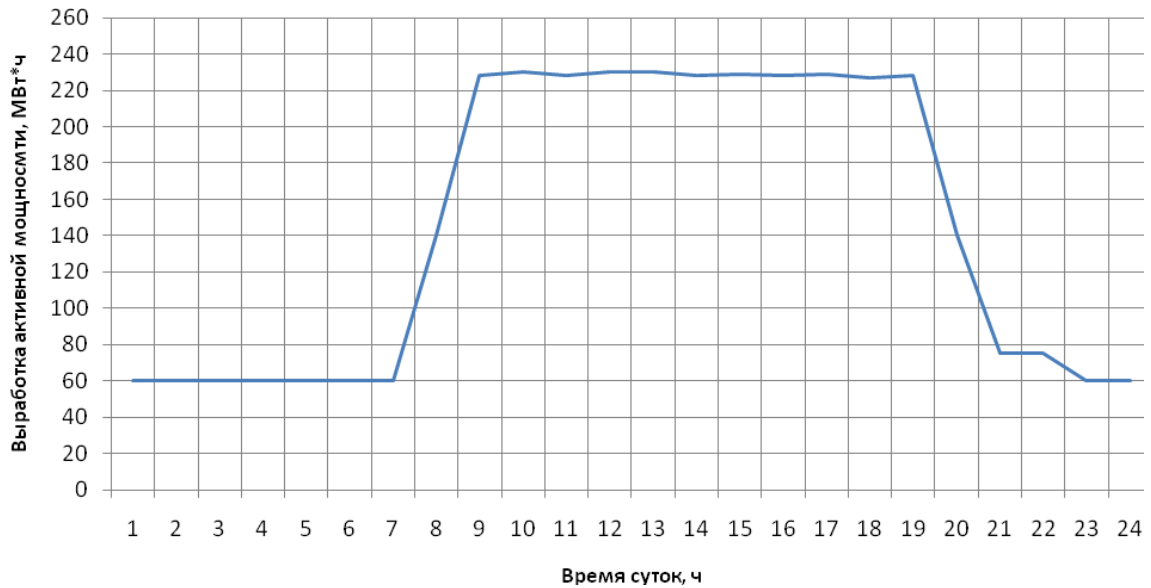


Рис. 4.1. Суточный график выработки активной мощности Нижнекамской ГЭС

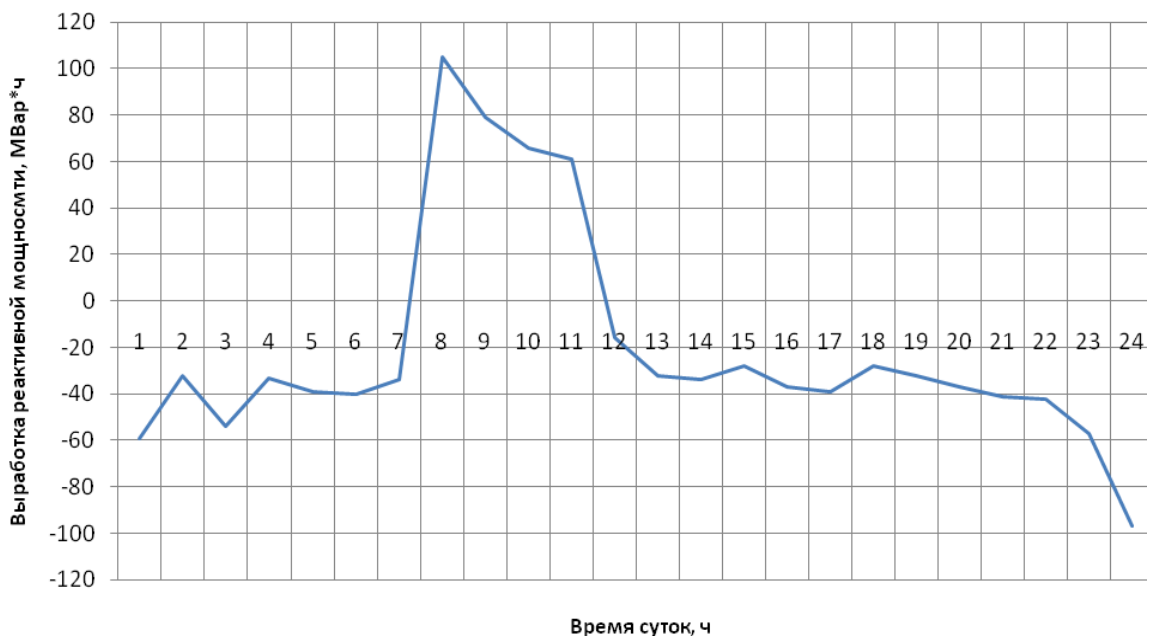


Рис. 4.2. Суточный график выработки реактивной мощности Нижнекамской ГЭС

Таким образом, помимо суточного графика выработки активной мощности (рис. 4.1), формируется суточный график выдачи / потребления реактивной мощности (рис. 4.2), при котором обеспечивается регулирование напряжения на шинах в допустимых пределах. В отличие от графика активной мощности, объемы которого прогнозируются ежесуточно центральным диспетчерским управлением, график реактивной мощности никем не прогнозируется и формируется в режиме реального времени.

Отсутствие прогноза суточного графика выдачи / потребления реактивной мощности приводит к тому, что при планировании состава и количества работающих гидроагрегатов на сутки вперед (п. 2.4) не берется во внимание минимальное допустимое количество машин, при котором возможно осуществление полноценного регулирования напряжения на шинах станции. Ошибки на этапе планирования могут привести к серьезным последствиям в связи с отсутствием возможности обеспечивать встречное регулирование напряжения.

В то же время данное регулирование приводит к повышению расхода электроэнергии на собственные нужды, а именно увеличению потребления активной мощности на систему возбуждения гидроагрегатов и росту потерь на трансформаторах тиристорного возбуждения (ТТВ). Данные расходы составляют около 50 % от общего собственного потребления ГЭС. В условиях оптового рынка электроэнергии точное прогнозирование вышеописанных расходов приводит к существенной экономии финансовых средств при реализации покупки / продажи объемов собственного потребления ГЭС на балансирующем рынке электроэнергии.

На гидроэлектростанциях до начала функционирования существующей модели оптового рынка электроэнергии в Российской Федерации (1 ноября 2003 г.), отсутствовала необходимость в прогнозе суточного графика реактивной мощности, состава и количества работающих гидроагрегатов и потребления собственных нужд на их возбуждение на этапах  $X-1$  (день вперед) и  $X-2$  (два дня вперед). Завышенное фактическое потребление на собственные нужды по сравнению с плановыми не приводило к финансовым потерям, а ошибки на этапе планирования состава и количества работающих гидроагрегатов решались запросами от Системного оператора на дополнительную нагрузку для обеспечения полноценного встречного регулирования напряжения. Отсутствие необходимости в разработке методик планирования графика выдачи / потребления реактивной мощности ГЭС и прогноза сопутствующего при этом потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата привело к тому, что после начала функционирования ОРЭМ появилась крайняя заинтересованность в их разработке и реализации в виде программных средств на ГЭС.

Следует отметить, что в имеющихся современных научных публикациях, книжных изданиях, в методических указаниях расчеты активного потребления электроэнергии на систему возбуждения гидрогенератора производятся без взаимосвязи экономичного режима



работы электростанции и в условиях постоянного графика выработки активной мощности. В условиях оптового рынка электроэнергетики значения при активной мощности  $P_{ГЭС}(t) = \text{const}$  являются устаревшими и не могут быть применены в современных практических расчетах с использованием дифференцированного графика выдачи активной нагрузки ГЭС.

С учетом этих замечаний предлагаемая методика расчета позволяет в любой момент времени  $t$  прогнозировать активное потребление электроэнергии на возбуждение генератора  $P_{\text{возбужд}_i}(t)$  в условиях постоянно изменяемых параметров перетока активной и реактивной мощностей на шинах станции, расхода воды через гидротурбины, напора, КПД гидроагрегата и количества включенных в сеть машин.

В то же время большинство гидроэлектростанций России оборудовано системами телеметрии, позволяющими производить удаленные измерения и сбор информации о работе станции. Это делает возможным автоматическое обновление исходных данных для предлагаемой методики, что обеспечивает значительное повышение точности прогноза потребления на возбуждение гидрогенератора.

Таким образом, для минимизации финансовых потерь при реализации электроэнергии на ОРЭМ ниже рассматриваются разработанный алгоритм планирования суточного графика выдачи / потребления реактивной мощности ГЭС и методика прогноза сопутствующего при этом потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата и потерь на ТТВ [40].

## **4.2. Прогноз графика выдачи / потребления реактивной мощности**

Согласно правилам технической эксплуатации электрооборудования, электрических станции и сетей (ПТЭ) на шинах электростанций должно обеспечиваться встречное регулирование напряжения. Графики оптимальных и длительно допустимых уровней напряжений рассылаются ежемесячно каждым региональным диспетчерским управлением (РДУ) в рамках своей операционной зоны. В табл. 4.1 представлены оптимальные и длительно допустимые уровни напряжения на шинах Нижнекамской ГЭС.

Гидростанция в электроэнергетической системе выполняет различные функции: участвует в балансах активной мощности, регулирует частоту и напряжение в узлах линии электрической сети [40]. Напряжение является одним из показателей качества электроэнергии, и поэтому каждая генерирующая станция обязана осуществлять его регулирование в узле

(на шинах станции) системы за счет увеличения или понижения выдачи/потребления реактивной мощности. Однако, поддерживая режим электрических сетей выдачей реактивной мощности, ГЭС теряет на собственные нужды часть выдаваемой активной мощности. В условиях оптового рынка электроэнергии планирование как активной, так и реактивной нагрузок ГЭС, а также режима работы агрегатов приводит к существенному экономическому эффекту. Например, планирование реактивной мощности ГЭС необходимо для определения количества агрегатов, включаемых в режимах генератора (ГР) и синхронного компенсатора (СК), а также для определения объема закупки электроэнергии на возбуждение генератора. Графики активной мощности планируются ежесуточно центральным диспетчерским управлением. Планирование же реактивных нагрузок ГЭС, ввиду его сложности, практически не производится [11], и реактивная мощность агрегатов только регулируется в темпе процесса из условия поддержания напряжения в допустимых пределах на шинах станции. С учетом описанной проблемы в данной монографии поставлена задача разработки методики суточного планирования реактивной нагрузки ГЭС, обладающей достаточно высокой точностью расчета.

Таблица 4.1

Таблица оптимальных и длительно допустимых уровней напряжений

Объект	Длительно допустимые уровни напряжения, кВ	Оптимальные уровни напряжения, кВ	
		Рабочие дни с 07:00 до 23:59	Рабочие дни с 00:00 до 06:59. Выходные и праздничные дни с 00:00 до 23:59
Нижнекамская ГЭС	403–525	515 (–5, +5)	515 (–5, +8)

Планирование активной и реактивной нагрузок ГЭС и их распределение по гидроагрегатам должно происходить параллельно. Методика оптимального планирования активной нагрузки ГЭС и гидроагрегатов рассмотрена в работе [20]. Реактивная нагрузка ГЭС может быть рассчитана по формуле потерь напряжения в контрольных узлах энергосистемы [40]:

$$\Delta U = (P \cdot R + Qx)/U, \quad (4.2)$$

где  $U$  – рабочее напряжение;  $\Delta U$  – потери напряжения;  $P$  и  $Q$  – передаваемые по ЛЭП активная и реактивная мощности,  $R$  – активное сопротивление;  $x$  – реактивное сопротивление ЛЭП.

Однако спланировать график реактивной мощности ГЭС на следующие сутки по формуле (4.2) возможно только в том случае, если при заданных напряжении и допустимом его отклонении будут известны прогнозы перетоков активной и реактивной мощностей через шины ГЭС, а также активное и реактивное сопротивления ЛЭП. Однако графики перетоков мощности бывают существенно неравномерными, содержат значительную случайную составляющую и теоретически не рассчитываются, что затрудняет использование формулы (4.2) для прогноза реактивных мощностей ГЭС. Попытки расчета графика реактивной мощности по этой формуле при условии, что графики перетоков за каждый день недели остаются постоянными в течение длительного времени, давали ошибку расчета не менее 15 %.

В данной монографии предлагается осуществлять прогноз реактивной мощности непосредственно по ее фактическим графикам на основе формального подхода. Реальные графики реактивной мощности ГЭС имеют сложный характер и их можно рассматривать как временные ряды. Для примера на рис. 4.3 приведен суточный график потребления / выдачи реактивной мощности Нижнекамской ГЭС. Представленный график сложен и не имеет явных трендов. Для прогноза таких временных рядов применяются в основном стохастические и нейросетевые методы, использующие данные о процессе за прошедшие периоды времени.

Стохастический метод анализа и прогноза временных рядов интересен тем, что он позволяет установить некоторые закономерности случайного процесса. Метод стохастического прогнозирования требует того, чтобы форма модели была заранее определена, а эксперименты использовались для расчета параметров модели. Согласно правилам стохастического подхода [43] временной ряд представляется как сумма циклической, функциональной и случайной составляющих. Ниже при проведении анализа использовались данные Нижнекамской ГЭС. На первом этапе разработки стохастической модели были проведены расчет математического ожидания, статистический (корреляционный и спектральный) анализ данных по реактивной мощности за год, что позволило установить в них циклическую и функциональную (тренд) составляющие. Частотный спектр временного ряда реактивной мощности представлял собой кривую с 4 четкими всплесками разной величины.

На основании этого анализа выделены 4 гармоники: основная – с периодом 24 ч., две высшие – с периодами 8 и 4 ч., а также более слабая субгармоника с периодом 148 ч. Эти гармоники отражают реальную картину процесса. Циклическая составляющая реактивной мощности была описана полигармонической функцией:

$$C(t) = \sum_{j=1}^4 A_j \cos(\omega_j t + \varphi_j), \quad (4.3)$$

где  $C(t)$  – центрированная циклическая составляющая (за вычетом математического ожидания);  $\omega = (2\pi/T)$  – частота гармоники;  $\varphi$  – сдвиг по фазе;  $A$  – амплитуда колебаний;  $t$  – время;  $T$  – период колебаний.

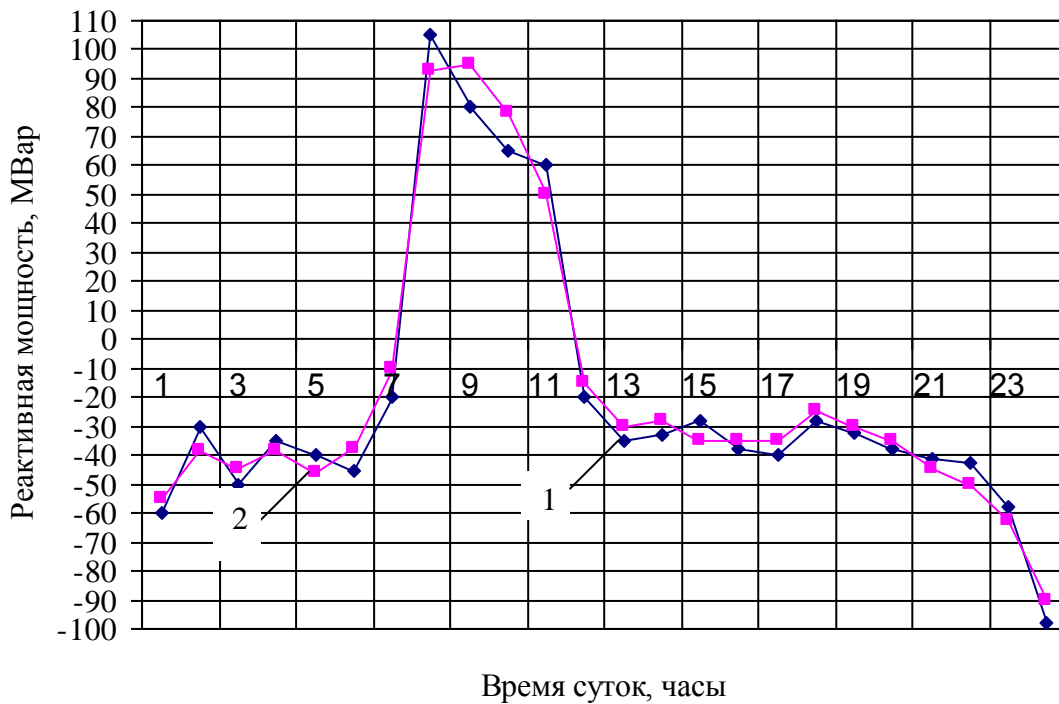


Рис. 4.3. Суточный график выработки / потребления реактивной мощности Нижнекамской ГЭС: 1 – фактические значения; 2 – прогноз

Амплитуды гармоник подбирались по кривым выдачи / потребления и спектральным плотностям временного ряда, сдвиги по фазе для всех гармоник были приняты равными  $\varphi = -\pi$ . Сдвиг по фазе можно использовать для более точной подгонки формы расчетной кривой. Коэффициенты зависимости (4.3) необходимо ежемесячно уточнять по данным графика реактивной мощности за предыдущий период. Разработанная программа использовалась для почасового прогноза реактивной мощности на любой месяц текущего года, при этом точность прогноза составляла 7–10 %.

Вторым методом прогноза реактивной мощности, использованным в работе, было нейросетевое прогнозирование временных рядов. Примером использования этого подхода для прогноза потребления предприятием электроэнергии является работа [44]. Нейросетевые модели являются формальными и строятся на базе экспериментальных данных. Применение нейронных сетей можно отнести к непараметрическим методам, при этом этот метод не накладывает никаких ограничений на модель. Нейросетевые модели имеют ряд существенных достоинств: 1) модель является не только многофакторной  $x_1 \dots x_n$ , но и многофункциональной, т.е. по одной модели одновременно рассчитываются значения многих функций  $y_1 \dots y_m$ ; 2) число учитываемых факторов, входных переменных модели может быть очень большим; 3) путем подбора параметров и архитектуры нейронной сети можно аппроксимировать практически любую зависимость; 4) имеется множество программ автоматизированного построения нейросетевой модели. Эти достоинства очень важны при моделировании временных рядов. Рассмотрим вопросы формирования входных и выходных переменных нейросетевой модели прогноза реактивной мощности.

К основным факторам (входным переменным), влияющим на график реактивной мощности, можно отнести статус дня недели (рабочий, выходной, предпраздничный, праздничный дни) и значения реактивной мощности в предыдущие часы. Самой неопределенной частью факторов является количество шагов ретроспекции, т.е. количество учитываемых предыдущих часов потребления. В данной монографии в качестве шага ретроспекции использованы одни сутки. Для выбора оптимального количества шагов ретроспекции был проведен численный эксперимент прогноза с тремя значениями шагов ретроспекции – 1 сутки или 24 часа, 2 суток или 48 часов и 3 суток или 72 часа. Из остальных входных факторов наиболее значимым оказался статус дня. Мерой сравнения этих моделей являлось среднее квадратичное отклонение дневного прогноза от фактического графика реактивной мощности. Выходными переменными модели являются прогнозируемые значения реактивной мощности. При выборе вектора выходных переменных модели реактивной мощности, т.е. горизонта прогнозирования за один шаг, учитывалось то, что наиболее часто требуется сделать прогноз на сутки вперед. Поэтому нами был выбран горизонт прогнозирования в одни сутки, следовательно, количество выходных переменных модели будет равно 24, т.е. они представляют собой выработку / потребление реактивной мощности на 24 часа вперед.

Нейросетевая модель создавалась в пакете NeuroPro. Для построения модели и ее обучения были использованы фактические данные реактивной мощности за один месяц. На основании этих данных были подготовлены три матрицы примеров обучения сети для каждой модели. В процессе обучения получено, что оптимальное число слоев сети равно 3, а количество нейронов в слоях – 10. Результаты сравнения по среднеквадратичному отклонению показали, что наименьшую ошибку дает вторая модель с количеством шагов ретроспекции, равным 2, и числом предыдущих часов, равным 48. На рис. 4.3 представлен график сравнения прогноза по нейросетевой модели с фактическими значениями, ошибка прогноза составила 3–5 %. Это достаточно высокая точность для графиков реактивной мощности. Кроме того, был проведен анализ ошибки прогноза за каждый час суток в течение месяца. Согласно полученным результатам небольшие расхождения наблюдаются в пределах 8.00 – 13.00 часов. После этого было проведено сравнение прогноза с фактическими данными за каждый день месяца внутри обучающего множества. Результаты показали, что наибольшие ошибки получаются в выходные и праздничные дни.

#### **4.3. Прогноз потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата**

В данной монографии рассмотрена также методика прогнозирования активного потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата. Целью является точное прогнозирование объемов покупки электроэнергии собственных нужд станции на оптовом рынке. Основной долей собственных нужд (40–45 %) является активное потребление электроэнергии в системе возбуждения гидрогенератора.

Мобильным источником регулирования напряжения на шинах станции является гидрогенератор. Гидрогенераторы рассчитаны на работу в сети с коэффициентами мощности « $\cos \varphi$ ». На рис. 4.4 ( $P = \text{const}$ ) видно, что изменение тока возбуждения (ротора) вызывает преобразование величины реактивной мощности. Повышение тока возбуждения (режим перевозбуждения) по сравнению с его значением, при котором ток статора минимален при данном напряжении, оказывает размагничивающее действие реакции якоря, когда вектор тока статора опережает по фазе вектор напряжения сети. В этом случае синхронная машина имеет перевозбужденную магнитную систему и оказывает емкостное действие на сеть. В этом случае напряжение на шинах повышается.

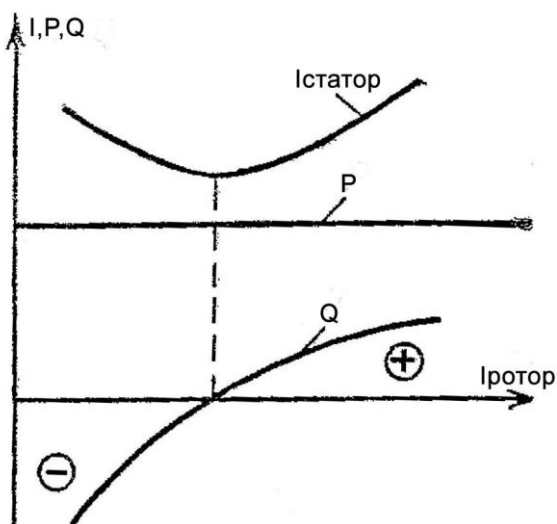


Рис. 4.4. График преобразования величины реактивной мощности от изменения тока возбуждения (ротора) гидрогенератора при постоянной выработке активной мощности ( $P = \text{const}$ )

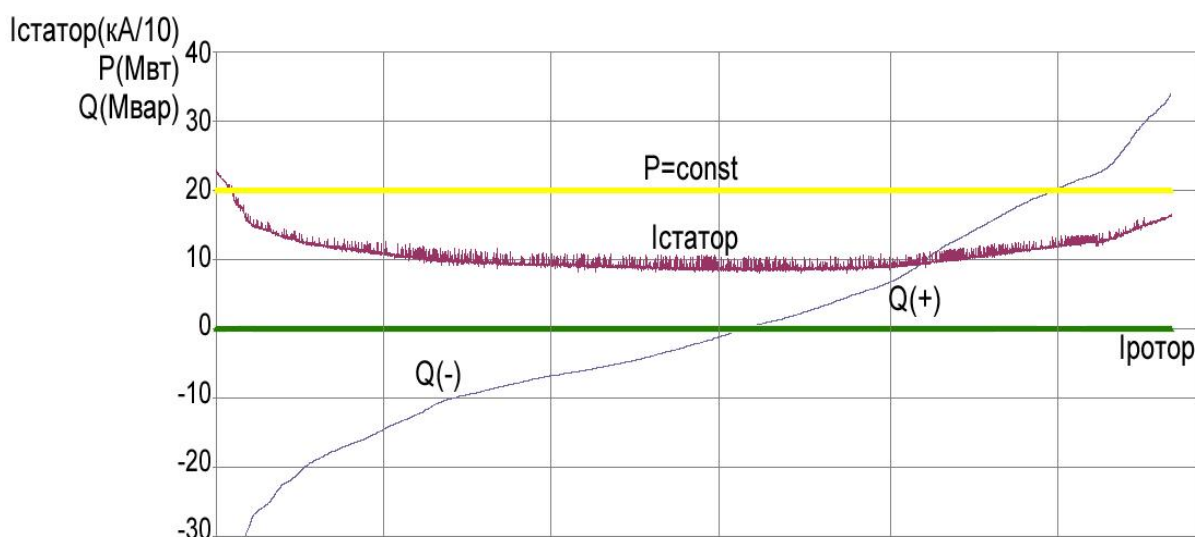


Рис. 4.5. График преобразования величины реактивной мощности от изменения тока возбуждения (ротора) гидрогенератора при постоянной выработке активной мощности ( $P = \text{const}$ ), полученный эмпирическим путем на Нижнекамской ГЭС.

Количество точек – 7703

Недовозбуждение вызывает потребление тока в цепи статора, при этом вектор тока отстает по фазе от вектора напряжения сети. В этом случае синхронная машина оказывает на сеть индуктивное действие вне зависимости от того, работает она генератором или двигателем. Магнитные системы машины дополнительно подмагничиваются реакцией якоря, создаваемой потоком статора, составляющая которой отстает по фазе от вектора напряжения сети. Таким образом, напряжение на шинах понижается.

Все работающие гидрогенераторы в режиме генератора и синхронного компенсатора могут генерировать или потреблять реактивную мощность в определенных пределах. При необходимости агрегаты ГЭС легко переводятся из режима генератора в режим синхронного компенсатора. Выдача гидрогенератором реактивной мощности ограничивается номинальными токами статора и ротора. Потребление реактивной мощности гидрогенератором ограничивается обеспечением устойчивости его работы.

Рис. 4.4 и 4.5 являются заводскими эмпирическими характеристиками гидрогенератора Нижнекамской ГЭС. Таким образом, для определения тока ротора по заводским характеристикам достаточно знать величину 2-х из 3-х параметров, таких как  $Q_{\text{генератор}}$ ,  $P_{\text{генератор}}$ ,  $I_{\text{статор}}$ .

$$I_{\text{ротор}_i(t)} = f(Q_{\text{генератор}_i(t)}, P_{\text{генератор}_i(t)}) \text{ или} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{ротор}_i(t)} = f(Q_{\text{генератор}_i(t)}, I_{\text{статор}_i(t)}) \text{ или} \quad (4.5)$$

$$I_{\text{ротор}_i(t)} = f(P_{\text{генератор}_i(t)}, I_{\text{статор}_i(t)}), \quad i = \overline{1, n}, \quad (4.6)$$

где  $Q_{\text{генератор}_i(t)}$  – величина выдачи / потребления реактивной мощности  $i$ -м гидрогенератором в момент времени  $t$ ,  $P_{\text{генератор}_i(t)}$  – величина вырабатываемой  $i$ -м гидрогенератором активной мощности в момент времени  $t$ ;  $I_{\text{статор}_i(t)}$  – ток статора  $i$ -го гидрогенератора в момент времени  $t$ .

Таким образом, параметры  $Q_{\text{генератор}_i(t)}$  и  $P_{\text{генератор}_i(t)}$  могут быть представлены в виде:

$$Q_{\text{генератор}_i(t)} = Q_{\text{ГЭС}}(t) / k(t), \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.7)$$

$$P_{\text{генератор}_i(t)} = P_{\text{ГЭС}}(t) / k(t), \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.8)$$

С учетом уравнения (4.2),  $Q_{\text{генератор}_i(t)}$  из уравнения (4.7) будет равен:

$$Q_{\text{генератор}_i(t)} = f(P_{\text{переток}}(t), Q_{\text{переток}}(t), \Delta U) / k(t), \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.9)$$

$$\Delta U = U_{\text{план}}(t) - U_{\text{факт}}(t),$$

где  $k$  – оптимальное количество работающих гидроагрегатов в момент времени  $t$  (определяется из условия (2.14) разработанного алгоритма оптимизации количества и состава работающих гидроагрегатов);  $P_{\text{переток}}(t)$  – переток активной мощности через шины ГЭС;  $Q_{\text{переток}}(t)$  –



переток реактивной мощности через шины ГЭС;  $\Delta U$  – величина регулирования напряжения;  $U_{\text{план}}(t)$  – величина необходимого уровня напряжения на шинах,  $U_{\text{факт}}(t - \Delta t)$  – величина фактического уровня напряжения в момент времени  $t - \Delta t$ .

С учетом уравнения (2.7)  $P_{\text{генератор}_i}(t)$  из уравнения (4.7) будет равен:

$$P_{\text{генератор}_i}(t) = \sum_{i=1}^n (9,81 \cdot Q_i(t) \cdot H_i(t, Q) \cdot \eta_i(H, Q)) / k(t) \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.10)$$

где  $i$  – номера гидроагрегатов ГЭС;  $t$  – длительность расчетного интервала времени, час;  $Q$  – расход воды в нижний бьеф гидростанции, м<sup>3</sup>/с;  $H$  – гидравлический напор на турбине, м;  $\eta$  – КПД гидроагрегата.

Таким образом, уравнение (4.10) позволяет в любой момент времени  $t$  определять ток ротора генератора, работающего в ГРАРМ в условиях постоянно изменяемых параметров перетока активной и реактивной мощностей на шинах станции, расхода воды через гидротурбины, напора, КПД гидроагрегата и количества включенных в сеть машин.

Для решения задачи по вышеописанным предложенным методам разработан алгоритм расчета, представленный на рис. 4.6.

Сравним расчетный прогноз графика выработки реактивной мощности с фактическими данными за 14 января 2013 г.

Анализ, проведенный на примере Нижнекамской ГЭС (рис. 4.7), показал, что предложенная методика прогнозирования графика реактивной мощности достоверна и может быть использована в практических применениях.

При использовании рассмотренной выше методики по суточным графикам реактивной мощности и плановым суточным графиком выработки активной мощности были рассчитаны графики потребления электроэнергии на возбуждение генератора.

Из рис. 4.7 следует, что расчетный график повторяет контуры фактического графика потребления.

Суммарный суточный объем допокупки и перепродажи электроэнергии на балансирующем рынке (табл. 4.2) составил 3,11 МВт · ч из общего объема потребления в 24,83 МВт · ч. Результаты проверки показали: отклонения прогноза от фактических значений потребления не выходят за допустимый интервал в 15 %.

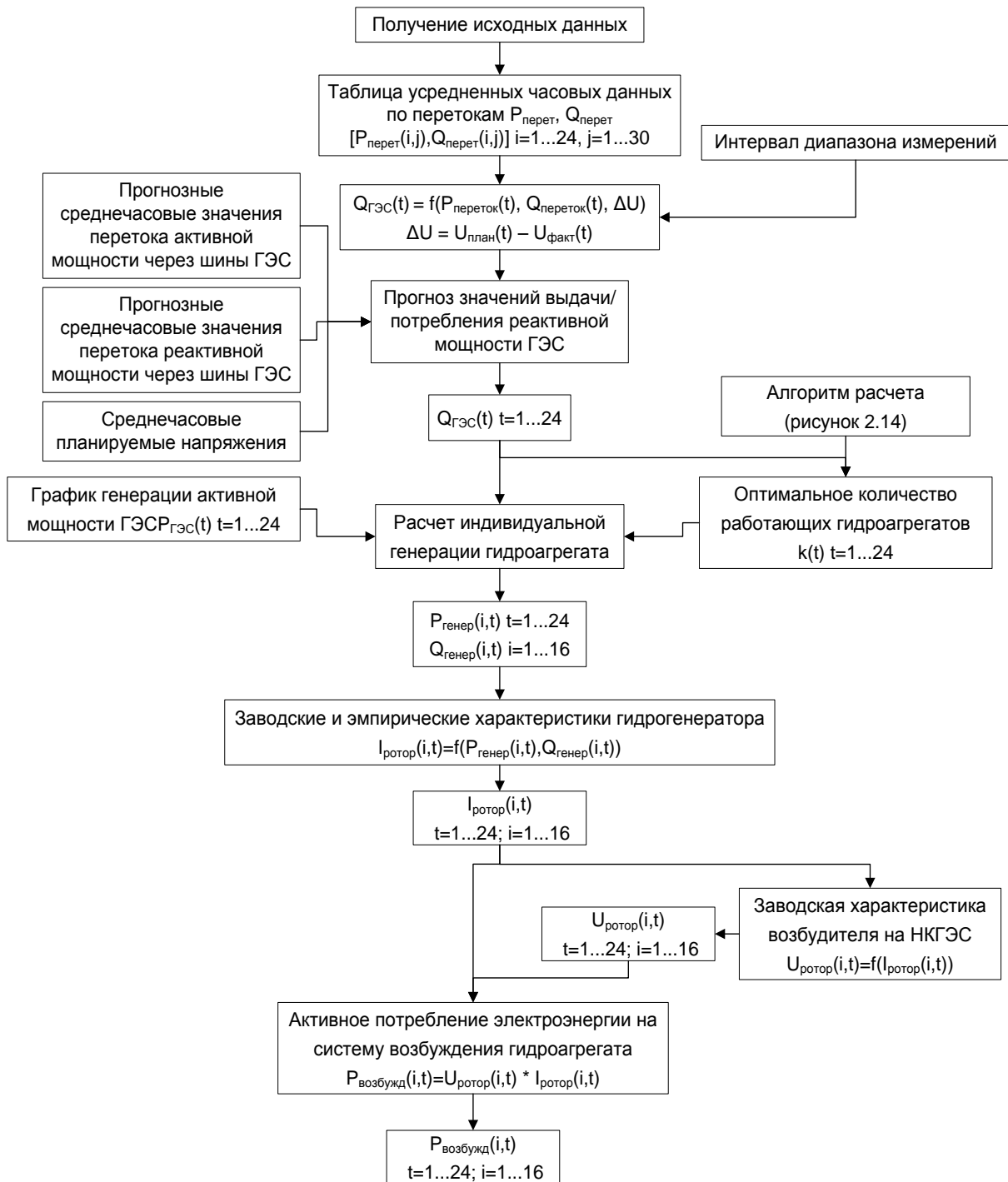


Рис. 4.6. Общий алгоритм планирования графика выдачи / потребления реактивной мощности ГЭС и методика прогноза сопутствующего при этом потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата

Методика планирования графика выдачи/потребления реактивной мощности ГЭС и прогноза сопутствующего при этом потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата была опробована путем сравнения текущих измерений с расчетными. Величина погрешности не выходит за допустимые интервалы, соответственно, методика может быть использована в практических применениях.

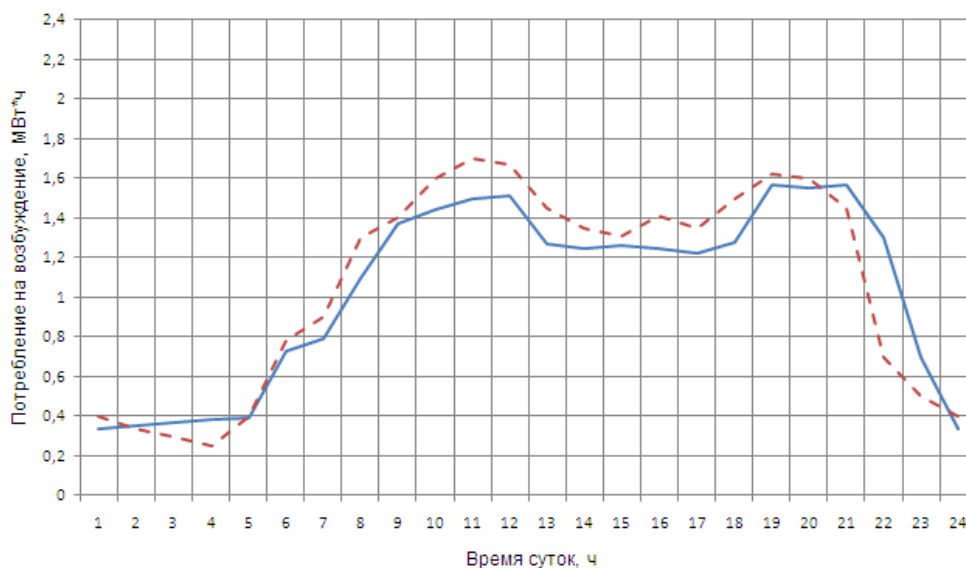


Рис. 4.7. Суточный график потребления электроэнергии на возбуждение:  
1 – фактический график; 2 – прогнозный график

Таблица 4.2

Показатели прогнозных и фактических величин потребления  
электроэнергии на возбуждение за 14.01.2013 г. на Нижнекамской ГЭС

Часы	Прогнозные величины (МВт · ч)	Фактические величины (МВт · ч)	Объем допокупки / перепродажи (МВт · ч)
1	0,4	0,34	-0,06
2	0,34	0,35	0,01
3	0,3	0,37	0,07
4	0,25	0,38	0,13
5	0,4	0,39	-0,01
6	0,78	0,73	-0,05
7	0,9	0,79	-0,11
8	1,3	1,1	-0,2
9	1,4	1,37	-0,03
10	1,6	1,44	-0,16
11	1,7	1,5	-0,2
12	1,67	1,51	-0,16
13	1,45	1,27	-0,18
14	1,35	1,25	-0,1
15	1,31	1,26	-0,05
16	1,41	1,25	-0,16
17	1,35	1,22	-0,13
18	1,5	1,28	-0,22
19	1,62	1,57	-0,05
20	1,6	1,55	-0,05
21	1,45	1,57	0,12
22	0,7	1,3	0,6
23	0,5	0,7	0,2
24	0,4	0,34	-0,06

#### **4.4. Математический анализ энергоэффективности эксплуатации трансформаторов в условиях неравномерности их нагрузки**

Энергоэффективность силовых трансформаторов существенно зависит от их нагрузки. Это учитывается как при расчете коэффициента полезного действия (КПД) трансформатора [40–45], так и при планировании его нагрузки. В некоторых случаях нагрузка трансформатора очень часто изменяется случайным или запланированным образом. К примеру, производство электроэнергии и, соответственно, нагрузка подстанции ГЭС изменяются как вследствие запланированной неравномерности производства, так и случайности внешних условий. Другой пример: потребление электроэнергии промышленным предприятием и, соответственно, нагрузка его подстанции непрерывно изменяются в течение суток, что можно рассматривать как случайный процесс [44]. При такой нагрузке возникает задача расчета средней эффективности трансформатора за какой-то период. В настоящее время в литературе отсутствуют обоснованные методы расчета среднего КПД трансформатора в таких процессах. В данной монографии анализируется влияние неравномерности нагрузки на эффективность трансформатора и приводится методика учета этого явления.

Электроэнергия, вырабатываемая на электрических станциях, с помощью трансформаторных подстанций передается и распределяется потребителям при более высоком уровне напряжения, чем уровень, необходимый для питания промышленного оборудования, что позволяет снизить потери при передаче. При передаче энергии из первичной обмотки трансформатора во вторичную возникают электрические потери мощности в активных сопротивлениях первичной и вторичной обмоток, а также магнитные потери в стали магнитопровода.

Потери в стали вызываются гистерезисом и вихревыми токами в ферромагнитных пластинах сердечника; их величина составляет примерно 0,2–0,5 % номинальной мощности трансформатора. Потери в меди связаны с сопротивлением медных обмоток и выделением джоулева тепла в них; величина этих потерь составляет примерно 1–3 % номинальной мощности (при стопроцентной загрузке трансформатора).

Коэффициентом полезного действия трансформатора является отношение отдаваемой мощности  $P_2$  к потребляемой к мощности  $P_1$  с учетом суммарных потерь мощности в трансформаторе  $\Delta P$ :

$$\eta = P_2 / P_1 = (P_1 - \Delta P) / P_1 = 1 - \Delta P / (P_2 + \Delta P). \quad (4.11)$$

Типовой график зависимости КПД от коэффициента загрузки  $\beta$  изображен на рис. 4.8. Независимо от мощности конкретного трансформатора, зависимость его КПД от коэффициента загрузки имеет максимум, находящийся в среднем на уровне 45 % от номинальной загрузки. При  $\beta = 0$  полезная мощность и КПД трансформатора равны нулю. С увеличением отдаваемой мощности КПД возрастает, так как в энергетическом балансе уменьшается удельное значение магнитных потерь в стали, имеющих постоянное значение. При некотором значении коэффициента загрузки кривая КПД достигает максимума, после чего начинает уменьшаться с увеличением нагрузки. Причиной этого является сильное увеличение электрических потерь в обмотках, возрастающих пропорционально квадрату тока. При эксплуатации трансформатора в реальных условиях средний коэффициент загрузки всегда меньше 100 %.

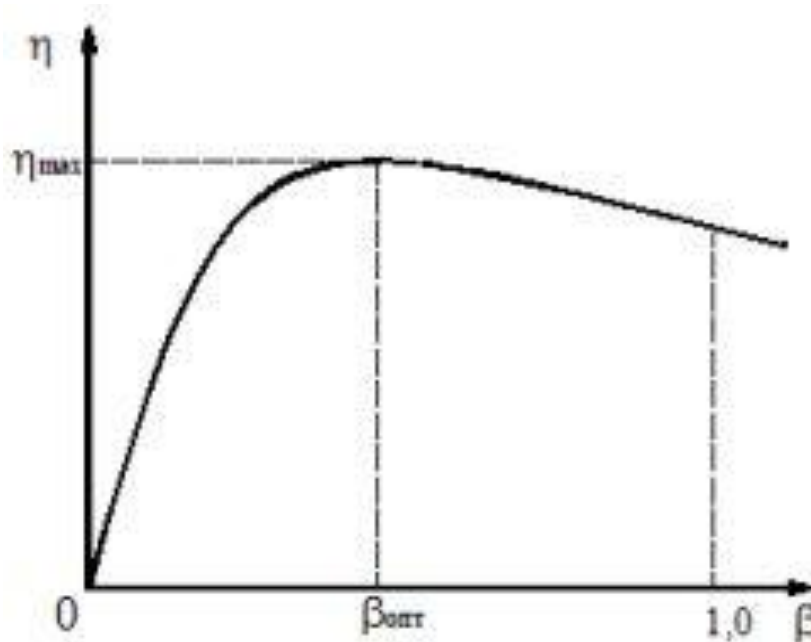


Рис. 4.8. Кривая изменения КПД трансформатора в зависимости от коэффициента нагрузки

Для описания связи КПД трансформатора  $\eta$  от нагрузки  $P$  с учетом характера кривой (рис. 4.8) может быть использована следующая зависимость.

$$\eta = F(P) = aP^m - bP^n, \quad (4.12)$$

где  $a, b$  — коэффициенты регрессии;  $m, n$  — эмпирические показатели степени. Эти параметры зависимости определяются по экспериментальной кривой (рис. 4.8). Из обработки кривой следует, что в упрощенном

варианте показатели степени равны  $m = 1$ ,  $n = 2$ , функция (4.12) имеет при этом максимум в точке  $P = a/2b$ , равный  $\eta_{\max} = a^2/2b$ .

По выражению (4.12) рассчитывается КПД трансформатора при фиксированной его нагрузке. При случайных или «полуслучайных» колебаниях потребления электроэнергии предприятием и, соответственно, нагрузки трансформатора, пример для которого приведен в работе [44] и представлен на рис. 4.9, речь может идти только о среднем КПД трансформатора.

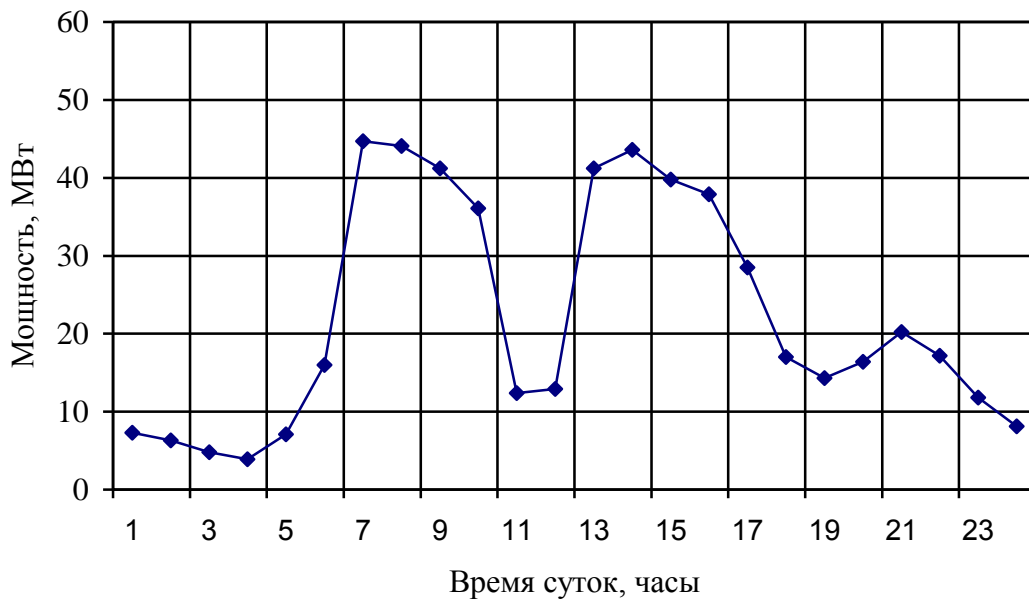


Рис. 4.9. Пример неравномерности суточного потребления электроэнергии промышленным предприятием

В настоящее время этот показатель рассчитывается непосредственно по зависимости (4.12), но вместо текущей мощности  $P$  в нее подставляется средняя мощность  $N$ . Однако рассчитанное таким образом значение КПД, согласно математической статистике [43], будет отличаться от истинного значения среднего КПД трансформатора. Проведем математический анализ данного процесса.

При случайных или «полуслучайных» колебаниях нагрузки трансформатора неравномерность его мощности может быть учтена функцией распределения мощностей  $f(P)$ , по математическому содержанию являющейся статистической плотностью распределения вероятностей случайной величины. По физическому смыслу  $f(P)dP$  означает долю временного периода, мощность трансформатора в котором находится в пределах от  $P$  до  $P + dP$ . Тогда среднее значение распределения, т. е. средняя мощность трансформатора  $N$  за этот период, будет рассчитываться по формуле [44]:

$$N = \int_0^w Pf(P)dP. \quad (4.13)$$

Эффективность трансформатора  $H$  за данный период будет характеризоваться его средним КПД. Математическое ожидание КПД трансформатора  $H$  с учетом распределения мощности необходимо рассчитывать по следующей формуле

$$H = \int F(P)f(P)dP. \quad (4.14)$$

При этом средний КПД трансформатора, рассчитываемый для средней мощности по зависимости (4.12), и математическое ожидание, рассчитываемое с учетом распределения  $f(P)$ , не будут совпадать вследствие нелинейности функции  $F(P)$ . Очевидно, что по форме зависимость среднего КПД от средней мощности может совпадать с соотношением  $\eta = F(P)$ , однако коэффициенты этих зависимостей могут различаться.

На основании соотношений (4.12–4.14) построим упрощенную зависимость для среднего КПД трансформатора с учетом распределения нагрузки.

$$\int F(P)f(P)dP = A \int Pf(P)dP + B \left[ \int Pf(P)dP \right]^2, \quad (4.15)$$

где  $A$  и  $B$  – эмпирические коэффициенты искомой зависимости.

Если в уравнение (4.15) подставить выражение функции  $F(P)$  из (4.12), то получим уравнение

$$a \int Pf(P)dP - b \int P^2 f(P)dP = A \int Pf(P)dP - B \left[ \int Pf(P)dP \right]^2. \quad (4.16)$$

Логично считать, что линейные эффекты в зависимостях (4.12), (4.15), оцениваемые коэффициентами  $A$  и  $a$ , должны либо совпадать, либо могут незначительно различаться. С учетом этого уравнение (4.16) упрощается и из него можно получить формулу для расчета коэффициента  $B$ .

$$B = b \left[ \int P^2 f(P)dP \right] / \left[ \int Pf(P)dP \right]^2. \quad (4.17)$$

Числитель и знаменатель формулы (4.17), являющиеся первым и вторым начальными моментами, можно выразить через среднюю мощность  $N$  и дисперсию распределения  $D^2$ , в результате чего получим

$$B = b(1 + D^2 / N^2). \quad (4.18)$$

Согласно формуле (4.18), коэффициенты  $b$  и  $B$  двух регрессий (4.12) и (4.15) существенно различаются, при этом, чем больше дисперсия распределения, тем больше их различие (при нулевой дисперсии различия нет). Зная экспериментальную функцию распределения нагрузки трансформатора  $f(P)$  с учетом зависимости (4.17) или (4.18) можно рассчитать истинное значение среднего КПД трансформатора при переменной нагрузке. Таким образом, получена зависимость расчета истинного среднего КПД трансформатора. Достоверность полученной зависимости обоснована математической логичностью ее вывода.

Проведенный математический анализ показал, что при переменной нагрузке трансформатора средний его КПД зависит не только от средней мощности, но и от функции распределения нагрузки  $f(P)$ , вследствие чего точка максимума для среднего КПД при переменной нагрузке смещается относительно точки максимума КПД при постоянной нагрузке трансформатора в левую сторону. Отношение максимальных КПД трансформатора при постоянной и переменной нагрузках с учетом зависимости (4.18) будет равно:

$$\eta_{\max} / H_{\max} = B/b = 1 + D^2 / N^2. \quad (4.19)$$

Согласно полученной формуле максимальный к.п.д. трансформатора при переменной его нагрузке падает. Формула (4.17) позволяет также проанализировать влияние формы распределения нагрузки на КПД трансформатора. Проведен анализ работы силового трансформатора типа ТМГ мощностью 400 кВ · А, обеспечивающего электроэнергией группу цехов химического предприятия. Активная нагрузка цехов существенно изменяется в течение суток, при этом средняя активная мощность трансформатора составляет 250 кВт, а среднеквадратичное отклонение распределения мощности – 35 кВт. Согласно формуле (4.19) отношение коэффициентов регрессии при этом будет равно  $B/b = 1,02$ , а максимум среднего КПД трансформатора уменьшается в сравнении с равномерной нагрузкой в 1,02 раза, т.е. на 2 %.

Таким образом, в данной монографии проведен анализ влияния неравномерности нагрузки трансформатора на значение его среднего КПД, показана необходимость учета неравномерности нагрузки и получены математические зависимости, позволяющие учитывать это явление.



**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Непорожный П.С. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР / П.С. Непорожный и др. – М.: Энергоиздат, 1982. – 208 с.
2. Неклепаев В.Н. Электрическая часть электростанций / В.Н. Неклепаев. – М.: Энергия, 1976. – 536 с.
3. Губин Ф.Ф. Гидроэлектрические станции / Н.Н. Аршеневский, М.Ф. Губин, В.Я. Карелин, Г.И. Кривченко, Е.А. Митюрков, И.Е. Михайлов, В.А. Орлов, А.И. Попов. – М.: Энергия, 1972. – 580 с.
4. Губин Ф.Ф. Гидроэлектрические станции / Ф.Ф. Губин, Г.И. Кривченко. – М.: Энергия, 1980. – 367 с.
5. Житников И.Ю. Современное состояние перспектива развития возобновляемых источников энергии и их роль в энергосистеме / И.Ю. Житников // Гидротехническое строительство. – 2012. – № 3. – С. 2–7.
6. Галеев Э.Г. Влияние ввода НОРЭМ на режим работы энергосистемы / Э.Г. Галеев, М.И. Зырянов // Энергетика Татарстана. – 2007. – № 2. – С. 18–25.
7. Афанасьева Е.В. Динамика финансово-экономических показателей / Е.В. Афанасьева, Д.Г. Лоцманов // Гидротехническое строительство. – 2012. – № 8. – С. 15–17.
8. Цветков Е.В. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах / Е.В. Цветков, Т.М. Алябышева, Л.Г. Парфенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 303 с.
9. Горенштейн В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах / В.М. Горенштейн. – М.: Энергоатомиздат, 1959. – 248 с.
10. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлева, Т.А. Филипова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 380 с.
11. Оптимизация режимов энергетических систем / Под ред. В.М. Синькова. – Киев: Вяща школа, 1976. – 308 с.
12. Александровский А.Ю. Оценка дохода гидроэлектростанций в зависимости от дифференциации тарифа на продаваемую электроэнергию / А.Ю. Александровский, А.Ю. Солдаткин // Вестник МЭИ. – 2011. – № 2. – С. 61–64.
13. Александровский А.Ю. Оценка влияния изменения условий эксплуатации на суточный режим работы ГЭС / А.Ю. Александровский, А.Ю. Солдаткин // Гидротехническое строительство. – 2011. – № 8. – С. 15–19.

14. Шарифуллин В.Н. Моделирование и оптимизация производства электроэнергии на ГЭС / В.Н. Шарифуллин, А.Х. Мардиханов // Электрические станции. – 2013. – № 2. – С. 36–40.

15. РД 153-34.21.563-00. Методические указания по учету стока воды на гидроэлектростанциях. – М.: ОРГРЭС, 2001. – 65 с.

16. Картвелишвилли Н.А. Теория вероятностных процессов в гидрогеологии и регулирования речного стока / Н.А. Картвелишвилли. – М.: Гидрометеоздат, 1967. – 230 с.

17. Елаховский С.Б. Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах / С.Б. Елаховский. – М.: Энергия, 1979. – 191 с.

18. Гидроэлектрические станции / Под ред. Ф.Ф. Губина и Г.И. Кривченко. – М.: Энергия, 1980. – 368 с.

19. Морозов А.А. Турбинное оборудование гидроэлектростанций / А.А. Морозов. – М.: Госэнергоиздат, 1958. – 230 с.

20. Шарифуллин В.Н. Методика прогноза уровня нижнего бьефа ГЭС в условиях суточного регулирования стока / В.Н. Шарифуллин, А.Х. Мардиханов // Гидротехническое строительство. – 2012. – № 6. – С. 31–36.

21. Мардиханов А.Х. Оптимизация суточной нагрузки ГЭС в условиях оптового рынка электроэнергии / А.Х. Мардиханов, В.Н. Шарифуллин // Тез. докл. на Респ. науч.-техн. конф. по диспетчеризации в энергетике. – Казань, 2011. – С. 215–217.

22. Тиме В.А. Оптимизация технико-экономических параметров турбины / В.А. Тиме. – Л.: Машиностроение, 1976. – 272 с.

23. Модельные исследования гидротурбин / Под ред. В.М. Малышева. – Л.: Машиностроение, 1977. – 288 с.

24. Мардиханов А.Х. Программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС / А.Х. Мардиханов, В.Н. Шарифуллин // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2012. – № 3–4. – С. 65–68.

25. Мардиханов А.Х. Программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС / А.Х. Мардиханов, В.Н. Шарифуллин // Свид. регист. програм. № 2012613398 от 11.04.2012. Федеральная служба по интеллектуальной собственности (заявка 2012611084 от 16.03.2012).

26. Оптовый рынок электроэнергии и мощности [Электронный ресурс]. – URL: <http://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата обращения: 15.05.2012).

27. Администратор торговой системы. Суточные индексы и объемы (Первая ценовая зона) [Электронный ресурс]. – URL: <http://atsenergo.ru> (дата обращения: 11.03.2013).

28. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 17 с.
29. Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А. Летова. – М.: Высш. шк., 2002. – 544 с.
30. Волошин Г.Я. Методы оптимизации в экономике: учеб. пособие / Г.Я. Волошин. – М.: Дело и Сервис, 2004. – 320 с.
31. Дорохов И.Н. Системный анализ процессов химической технологии / И.Н. Дорохов, В.В. Меньшиков. – М.: Наука, 2005. – 584 с.
32. Шарифуллин В.Н. Основы математического моделирования и оптимизации технологических процессов / В.Н. Шарифуллин. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2008. – 118 с.
33. Шарифуллин В.Н. Принятие оптимальных технико-экономических решений / В.Н. Шарифуллин. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2004. – 55 с.
34. Шарифуллин В.Н. Математическое моделирование в технике и экономике: лаб. практикум / В.Н. Шарифуллин. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2012. – 128 с.
35. Бояринов А.И. Методы оптимизации в химии и химической технологии / А.И. Бояринов, В.В. Кафаров. – М.: Химия, 1969. – 420 с.
36. Федоренко Д.Ю. Программирование ОРС-клиентов на С++ и С# / Д.Ю. Федоренко. – М.: Academia, 2011. – 230 с.
37. Благовещенская М.М. Информационные технологии систем управления технологическими процессами / М.М. Благовещенская, Л.А. Злобин. – М.: Высш. шк., 2005. – 768 с.
38. Анатолев А.Г. Пакеты прикладных программ [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.4stud.info/ppp/> (дата обращения: 10.11.2011).
39. РД 34.09.321. Методика экспресс оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ГЭС. – М.: ОРГРЭС, 2002. – 50 с.
40. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 704 с.
41. Шарифуллин В.Н. Планирование реактивной нагрузки ГЭС / В.Н. Шарифуллин, А.Х. Мардиханов, А.В. Шарифуллин // Электрические станции. – 2014. – № 2. – С. 36–40.
42. Шарифуллин В.Н. Математический анализ энергоэффективности эксплуатации трансформаторов в условиях неравномерности их нагрузки / В.Н. Шарифуллин, А.Х. Мардиханов // Промышленная энергетика. – 2013. – № 11. – С. 11–13.

43. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие / В.Е. Гмурман. – М.: Высш. шк., 2005. – 236 с.

44. Шарифуллин В.Н. Нейросетевое и стохастическое прогнозирование потребления электроэнергии предприятием / В.Н Шарифуллин, А.В. Шарифуллина // Промышленная энергетика. – 2012. – № 11. – С. 21–24.

45. Шарифуллин В.Н. Оптимизация суточных режимов смешанной энергосистемы ТЭС – ГЭС в условиях свободного планирования нагрузки / В.Н. Шарифуллин, А.Х.Мардыханов // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2014. – № 7–8. – С. 24–26.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	3
ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС .....	6
1.1. Основные задачи повышения экономичности производства электрической энергии на ГЭС на современном этапе .....	6
1.2. Основные задачи оптимизации режимов ГЭС и регулирования стока водохранилищ .....	9
1.2.1. Задача оптимального распределения нагрузки между параллельными агрегатами .....	11
1.2.2. Задача оптимизации количества и состава работающих агрегатов	12
1.2.3. Задача оптимального планирования суточной нагрузки энергосистемы ТЭС – ГЭС .....	14
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГЭС .....	18
2.1. Описание объекта моделирования .....	18
2.2. Общая структура модели производства электроэнергии на ГЭС ....	21
2.3. Разработка модели и алгоритма прогноза уровня нижнего бьефа ...	26
2.4. Модель и алгоритм расчета потерь напора на сороудерживающих решетках .....	34
2.5. Разработка алгоритма уточнения энергетической характеристики гидроагрегата .....	36
2.6. Разработка алгоритма оптимизации количества и состава работающих гидроагрегатов .....	39
2.7. Разработка алгоритма расчета мощности гидроагрегата и моделирование производства электроэнергии на ГЭС .....	42
ГЛАВА 3. ОПТИМАЛЬНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ СУТОЧНОЙ НАГРУЗКИ ГЭС В УСЛОВИЯХ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ТАРИФА .....	45
3.1. Постановка задачи оптимизации .....	45
3.1.1. Тарифы на электроэнергию .....	46
3.1.2. Критерии оптимальности .....	48
3.2. Выбор метода оптимизации, разработка и описание алгоритма оптимального расчета .....	52
3.3. Разработка программного комплекса .....	55
3.3.1. Структура программного комплекса .....	55
3.3.2. Функциональные модули программного комплекса. ....	58

3.3.3. Графический интерфейс программного комплекса . . . . .	60
3.3.4. Экономическая эффективность от внедрения программного комплекса . . . . .	67
3.4. Оптимизация суточных режимов смешанной энергосистемы ТЭС – ГЭС в условиях свободного планирования нагрузки . . . . .	70
<b>ГЛАВА 4. ПЛАНИРОВАНИЕ ГРАФИКА ВЫДАЧИ / ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГЭС И МЕТОДИКА ПРОГНОЗА СОПУТСТВУЮЩЕГО ПРИ ЭТОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СИСТЕМУ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА . . . . .</b>	<b>78</b>
4.1. Особенности работы гидроэлектростанции в энергетической системе . . . . .	78
4.2. Прогноз графика выдачи / потребления реактивной мощности . . . . .	81
4.3. Прогноз потребления электроэнергии на систему возбуждения гидроагрегата . . . . .	86
4.4. Математический анализ энергоэффективности эксплуатации трансформаторов в условиях неравномерности их нагрузки . . . . .	92
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК . . . . .</b>	<b>97</b>

*Научное издание*

**Шарифуллин Вилен Насибович,  
Мардиханов Айрат Ханифович,  
Шарифуллин Андрей Виленович**

**ОПЕРАТИВНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
И ОПТИМАЛЬНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ  
КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Монография

Кафедра инженерной кибернетики КГЭУ

Редактор издательского отдела *М.С. Беркутова*  
Компьютерная верстка *М.С. Беркутова*  
Дизайн обложки *Ю.Ф. Мухаметшина*

Подписано в печать 20.01.16.

Формат 60 × 84/16. Бумага ВХИ. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.  
Усл. печ. л. 6,1. Уч.-изд. л. 6,8. Тираж 500 экз. Заказ № 4977.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,  
420066, Казань, Красносельская, 51