

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин,
А.Г. Русина

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебник для студентов энергетических специальностей

2-е издание

НОВОСИБИРСК
2016

УДК 621.311.004.13 (075.8)
Ф 534

Рецензенты: д-р техн. наук, профессор *И.А. Ефремов*
д-р техн. наук, профессор *В.З. Манусов*

Филиппова Т.А.

Ф 534 Оптимизация режимов электростанций и энергосистем :
учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. –
2-е изд. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 356 с.

ISBN 978-5-7782-2743-9

Излагаются основные вопросы расчета режимов электроэнергетических систем (ЭЭС). Особое внимание уделено энергетическим балансам и компьютеризации управления режимами. Рассмотрена также задача рационального использования гидроресурсов ГЭС. Приведены новые задачи и методы их решения, которые позволяют более рационально, чем традиционные пути, учитывать требования электроэнергетического рынка.

Материал книги ориентирован на студентов энергетических специальностей. Он включен в ряд дисциплин, в которых рассматриваются режимы ЭЭС. Может использоваться также инженерами и научными сотрудниками энергетических организаций.

УДК 621.311.004.13 (075.8)

ISBN 978-5-7782-2743-9

© Филиппова Т.А., Сидоркин Ю.М.
Русина А.Г., 2007, 2016
© Новосибирский государственный
технический университет, 2007, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
Раздел 1. ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ	11
Глава 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ПРИНЦИПЫ ИХ РАБОТЫ	13
1.1. Энергетическая система	13
1.2. Инновационные направления развития электроэнергетических систем	19
1.3. Режимные задачи, их состав и содержание	20
1.4. Учет требований потребителей к энергоснабжению при расчете режимов ЭЭС	23
1.5. Виды режимов	26
Заключение по главе 1	28
Вопросы для самопроверки	28
Глава 2. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЭС	30
2.1. Принципы управления режимами	30
2.2. Средства и системы управления энергетическими объектами	43
2.3. Управление режимами на электроэнергетическом рынке	48
2.4. Оперативно-диспетчерское управление режимами	50
2.5. Автоматическое управление режимами	53
Заключение по главе 2	56
Вопросы для самопроверки	56
Глава 3. КОМПЬЮТЕРИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ	58
3.1. Виды компьютерных систем в управлении режимами ЭЭС	58

3.2. Краткие сведения о компьютерных системах управления в энергетике	60
3.3. Техническое обеспечение АСУ	62
3.4. Информационное обеспечение АСУ	67
3.5. Математическое обеспечение АСУ	71
3.6. Примеры задач, решаемых в АСУ ТП ГЭС	72
3.7. Задачи АСУ ТП подстанций	82
3.8. Эффективность АСУ	87
Заключение по главе 3	88
Вопросы для самопроверки	88
Глава 4. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ ЭЭС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ	90
4.1. Некоторые особенности коммерческого управления режимами ЭЭС	90
4.2. Среда деятельности системы	94
4.3. Общие сведения об электроэнергетическом рынке	99
4.4. Учет особенностей электроэнергетического рынка при оптимизации режимов ЭЭС	102
4.5. Рыночная и контрактная форма взаимоотношений на электроэнергетическом рынке	103
Заключение по главе 4	108
Вопросы для самопроверки	108
Глава 5. БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ	109
5.1. Структура балансов мощности и энергии системы	109
5.2. Участие станций в энергетических балансах системы	114
5.3. Методические основы составления баланса мощности	118
5.4. Особенности составления баланса электроэнергии	121
5.5. Надежность энергетических балансов и обеспеченность работы ЭЭС	123
5.6. Гидростанции с различной степенью регулирования стока в энергетических балансах	124
5.7. Баланс реактивной мощности	126
5.8. Резервы мощности	127
Заключение по главе 5	140
Вопросы для самопроверки	140
Заключение по разделу 1	142

Раздел 2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ, МОДЕЛИ И МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	143
Глава 6. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ	145
6.1. Задачи оптимизации режимов и особенности их математического моделирования	145
6.2. Общие положения алгоритмизации задач оптимизации режимов электроэнергетической системы.....	150
6.3. Критерии оптимизации в энергетических режимных задачах ..	151
Заключение по главе 6.....	155
Вопросы для самопроверки	155
Глава 7. МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ	156
7.1. Математическая формулировка задач оптимизации	156
7.2. Методы нелинейного программирования.....	160
7.2.1. Градиентный метод.....	161
7.2.2. Метод Ньютона	166
7.3. Учет ограничений в виде равенств.....	171
7.4. Учет ограничений в виде неравенств.....	174
Заключение по главе 7.....	181
Вопросы для самопроверки	182
Глава 8. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ	183
8.1. Экономическое распределение активной нагрузки между ТЭС методом равенства относительных приростов	183
8.2. Примеры распределения активной мощности P между ТЭС методом равенства относительных приростов.....	194
8.3. Применение методов нелинейного программирования	198
8.4. Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС	208
Заключение по главе 8.....	215
Вопросы для самопроверки	215
Глава 9. ОПТИМАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	217
9.1. Требования к режимам гидроэлектростанции энергетических и водохозяйственных систем	217
9.2. Основные принципы управления режимами ГЭС	219
9.3. Показатели оценки режимов ГЭС	223

9.4. Оптимизация длительных режимов ГЭС.....	225
9.5. Постановка задачи оптимизации долгосрочных режимов ГЭС.....	226
9.6. Оптимизация режима водохранилища одиночной ГЭС.....	229
9.7. Особенности оптимизации режимов каскада ГЭС.....	234
9.8. Схема расчетов по рациональному использованию гидроэнергетических ресурсов.....	238
Заключение по главе 9.....	244
Вопросы для самопроверки.....	244
Заключение по разделу 2.....	246
Раздел 3. НОВЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА.....	247
Глава 10. АДРЕСНОСТЬ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ В СХЕМАХ ЭЭС С ХОЗЯЙСТВЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ.....	249
10.1. Модели и методы адресного разделения потоков и потерь мощности.....	250
10.2. Пример разделения потоков и потерь мощности.....	260
10.3. Количественные показатели адресных расчетов потоков и потерь мощности в системе.....	263
10.4. Типовые задачи адресного разделения потерь мощности и энергии.....	265
10.5. Методика адресного распределения потерь мощности на примере сетевого предприятия.....	273
10.6. Эквивалентирование сети с использованием эквивалентных характеристик потерь мощности.....	275
10.7. Развитие методов расчета режимов системы для реализации адресного принципа.....	279
Заключение по главе 10.....	289
Вопросы для самопроверки.....	290
Глава 11. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СХЕМЫ ЭЭС С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ЭКВИВАЛЕНТОМ ЕЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И СТОИМОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ.....	291
11.1. Моделирование ЭЭС с использованием электрического эквивалента.....	291
11.2. Моделирование энергетических характеристик предприятий в электрической модели ЭЭС.....	297

11.3. Моделирование ЭЭС с использованием электрического эквивалента	303
11.4. Структурная модель адресных потоков и потерь мощности с использованием электрического эквивалента.....	305
Заключение по главе 11	310
Вопросы для самопроверки	311
Глава 12. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЭС	312
12.1. Основы прогнозирования.....	312
12.2. Статистическое моделирование	318
12.3. Модели долгосрочного прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки электроэнергетических систем.....	320
12.4. Методика расчетов прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки на примере АО энерго с упреждением на год.....	327
12.5. Прогнозирование графика нагрузки ЭЭС.....	335
12.6. Статистические модели графика нагрузки ЭЭС	339
12.7. Использование ранговых моделей для прогнозирования нагрузок в узлах электрической сети	342
Заключение по главе 12.....	346
Вопросы для самопроверки	346
Заключение по разделу 3.....	348
Библиографический список	349
Предметный указатель	351

Введение

В отечественной технической литературе имеется дефицит книг по тематике управления режимами энергосистем и электростанций. За последние 10 лет не издано ни одной книги, а опубликованные ранее стали библиографической редкостью. По объективным причинам эти книги не переиздаются и, видимо, не будут переиздаваться. Кроме того, сейчас энергетика России существенно отличается от энергетики СССР и по своим масштабам, и по задачам управления.

Энергетика России является базовой отраслью государства, и от ее эффективности зависит политическое, экономическое и социальное состояние государства. Знать основы ее управления необходимо студентам энергетических специальностей, инженерам-практикам, эксплуатирующим энергетические предприятия (энергосистемы, электрические станции, сетевые предприятия), менеджерам, работающим в энергетике.

Без знания основ управления режимами невозможно решать современные проблемы развития энергетики, задачи электроэнергетического рынка, электроснабжения предприятий и многие другие. Поэтому сейчас появилось много работ по энергетической тематике, в том числе и по управлению режимами.

Настоящая работа является учебником для энергетиков, и в ней рассматривается небольшая часть вопросов управления энергетическими режимами, которая даст только основу знаний по вопросам управления режимами.

В книге большое внимание уделяется современным особенностям оптимизации режимов. В настоящее время проводится активная работа по созданию методического материала и расчетных методов для многих задач оптимизации режимов.

Оптимизация режимов – это тема, которая всегда была актуальной. Уже в 30-е годы были написаны книги по этой тематике и разработаны многие практические задачи. И постоянно эти вопросы развивались.

Оптимизация режимов энергосистем и электростанций является одним из разделов теории и методов управления энергетическими системами. К созданию методов и алгоритмов решения современных задач оптимизации режимов привлечено большое внимание инженеров и научных работников, о чем свидетельствуют многочисленные публикации в периодической печати и в трудах различных конференций. Имеются официальные документы по решению ряда режимных задач: методика составления плановых балансов мощности и электроэнергии, расчет сетевых тарифов, определение цен на электроэнергию и максимальную мощность, принципы отбора конкурентных продавцов (генерирующих компаний) на рынке и др.

Приведем некоторые примеры, которые подтверждают практическую и теоретическую важность оптимизации режимов ЭЭС.

При конкурентном отборе продавцов электрической энергии и мощности на ФОРЭМ России (Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности) устанавливается баланс электрической энергии и мощности, который является основанием для заключения договоров купли-продажи между субъектами рынка.

В методике расчета сетевых тарифов основное внимание уделяется распределению затрат сетевого предприятия по классам напряжения, определению потерь электроэнергии и мощности и распределению их между станциями и потребителями для формирования цен.

Важнейшим вопросом является коммерческое диспетчирование, по которому также имеются официальные методические указания. Цель коммерческого диспетчирования – обеспечить экономичный и надежный режим электроснабжения при заявленных объемах продаж или покупках и ценах, которые использовались при составлении оперативного планового баланса. Задача оптимального управления заключается в непрерывном уточнении энергетических балансов. Имеется много разработок по прогнозированию электропотребления и нагрузок системы. Этот вопрос играет сейчас большую роль, поскольку точность прогноза связана с коммерческими рисками.

Для режимных задач выдвигаются особо жесткие требования к информационной обеспеченности всего процесса управления и управлению режимами по критерию экономической выгоды, т. е. оптимиза-

ции. И таких примеров много. Следовательно, имеется большая потребность в изучении моделей и алгоритмов решения задач определения мощностей и выработки электроэнергии системы.

В учебнике рассматривается широкий круг актуальных вопросов для энергетики с учетом новых условий ее рыночного функционирования и применения современных компьютерных технологий. Имеющаяся литература, изданная 10 – 20 лет назад, не учитывает этой специфики.

Материал включает в себя несколько разделов.

В первом разделе даются основы управления режимами электроэнергетических систем. Достаточно подробно рассматриваются система и ее свойства, особенности участия станций в энергетических балансах мощности и выработки электроэнергии системы, особое внимание уделяется составу и содержанию задач оптимального управления и компьютерным технологиям управления.

Во втором приведен материал по задачам оптимизации режимов, моделям и методам их решения, режимам.

В третьем разделе рассматриваются модели управления режимами в условиях электроэнергетического рынка, прогнозирование. В ранее опубликованных книгах его, по существу, не было.

Для части материала даются задачи.

Авторы надеются, что учебник позволит восполнить пробел в литературе по оптимизации режимов ЭЭС и будет полезным для повышения образовательного уровня студентов-энергетиков.

РАЗДЕЛ 1

**ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ЭНЕРГОСИСТЕМ**

- **Электроэнергетические системы и принципы их работы**
- **Управление режимами ЭЭС**
- **Компьютеризация управления режимами. Автоматизированные системы управления АСУ**
- **Особенности режимов ЭЭС на электроэнергетическом рынке**
- **Балансы мощности и энергии**

ГЛАВА 1

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ПРИНЦИПЫ ИХ РАБОТЫ

Энергетическая система. ≈ Инновационные направления развития техники и технологии производства в электроэнергетических системах. ≈ Режимные задачи их состав и содержание. ≈ Учет требований потребителей к энергообеспечению при расчете режимов ЭЭС. ≈ Виды режимов

1.1. Энергетическая система

Энергетика является отраслью жизнеобеспечения. Экономика государства, его политика, хозяйственная деятельность, жизнь населения неразрывно связаны с энергетикой.

В техническом смысле энергетика относится к классу больших искусственных систем, созданных человеком, и подчиняется особым закономерностям, свойственным этим системам [2]. В понятие «большая система» включаются не только ее масштабы производства, но и многие другие свойства: иерархичность структуры, целевое функционирование, динамичность, информационная сложность и др.

Энергетика – очень сложная отрасль производства, имеющая ряд особенностей. Вот некоторые из них.

- Энергетика – чрезвычайно капиталоемкая отрасль, и требуются громадные средства на ее развитие. Примерно 10...20 % всех своих средств государства мира тратят на развитие энергетики.

- Производство и потребление электроэнергии совпадают на электронном уровне по времени. Нельзя произвести больше или меньше электроэнергии. Произвести надо ровно столько, сколько ее потребляется.

- Потребление электрической энергии подвержено множеству случайных и неопределенных факторов. Погрешности предвидения потребления электроэнергии с заблаговременностью в несколько минут составляют примерно 2 %, а с годовой заблаговременностью до 10 % и больше.

- Тепловая энергия является неотъемлемой частью современного комфорта, особенно в странах с холодным климатом. Россия – самая холодная страна мира, и без тепловой энергии нормальная жизнь невозможна.

- Все электростанции имеют непрерывное производство.

- Имеются особенности и коммерческой деятельности. Сначала потребитель (покупатель) использует товар (электрическую энергию, тепловую энергию), а затем оплачивает его.

Все сказанное влияет на развитие и эксплуатацию энергетических объектов.

Итак, энергетика – это большая система (рис. 1.1), в которой функционируют взаимосвязанные подсистемы, обеспечивающие потребности

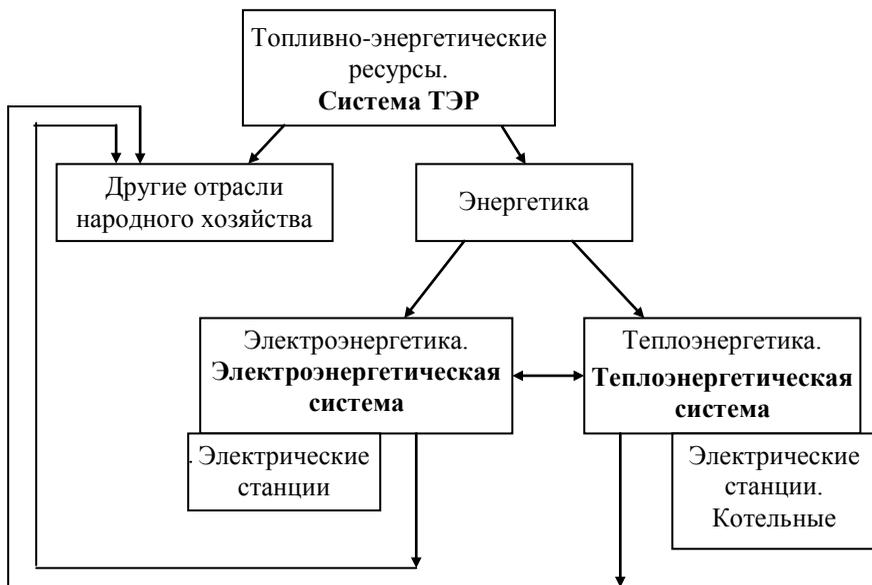


Рис. 1.1. Отраслевая структура большой энергетической системы

народного хозяйства в топливе, электрической и тепловой энергии. В основном большая энергетическая система страны включает три вида систем, имеющих самостоятельные цели. Назначение системы ТЭР (топливно-энергетических ресурсов) заключается в обеспечении народного хозяйства энергетическими ресурсами: органическим топливом (газом, нефтью углем), ядерным топливом, гидроэнергией и др. Цель отрасли электроэнергетики – обеспечить всех потребителей электрической энергией. Теплоэнергетика снабжает потребителей тепловой энергией. Все подсистемы связаны. Любые задачи по развитию или эксплуатации систем и их объектов должны решаться с учетом этих связей.

В настоящей работе рассматриваются в основном электроэнергетические системы. Электроэнергетическая система включает в себя электрическую и энергетическую. Дадим их определения.

Электроэнергетическая система – это совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электроэнергии, связанных между собою электрическими сетями.

Энергетическая система – это совокупность электрических станций, подстанций, потребителей электрической и тепловой энергии, связанных между собою электрическими и тепловыми сетями.

Современные крупные электростанции работают обычно не изолированно, а совместно, образуя систему. В отдельных случаях, особенно для объектов малой и нетрадиционной энергетики, возможна и изолированная работа станций на своего потребителя.

На размеры и связи энергетических объектов с потребителями влияют не только технические, но и хозяйственные отношения. В масштабах одной энергетической системы могут выделяться локальные подсистемы, которые обуславливаются видом рынка, формами собственности, договорными отношениями. Однако и при этом электрические связи между локальными подсистемами остаются и являются главными, а все другие накладывают на них определенные ограничения.

Работа в энергосистеме создает ряд технических и экономических преимуществ. Увеличивается использование установленной мощности станций, их режим становится более равномерным, уменьшается зависимость мощности станций от случайных колебаний нагрузки. Режим мощностей, электроэнергии, частота, напряжение меняются в лучшую сторону. Создаются более благоприятные условия по использованию

энергоресурсов, особенно в тех случаях, когда в системе имеются ГЭС. Улучшаются условия проведения ремонтов. Повышается надежность энергоснабжения. Особо необходимо отметить, что при объединении улучшаются технико-экономические показатели электростанций и снижаются их издержки, а это очень важно для ценовой стратегии. Коммерческие связи могут улучшить и ухудшить технические возможности систем. Коммерческие связи определяются формами собственности и рыночной конъюнктурой. Однако энергетика стала сферой бизнеса, и учет коммерческих связей – это непреложное обстоятельство.

Недостатком крупных объединений является сложность управления такими объектами. Нужны комплексы средств и систем управления, которые позволили бы управлять системой как единым целым.

Уникальным примером преимуществ объединения станций в систему являлась единая энергосистема СССР, включавшая 11 объединенных энергосистем. Мощное территориальное объединение в масштабах страны обеспечило большие преимущества при функционировании энергосистемы, но особенно при развитии. Мощности ЕЭС СССР наращивались в основном за счет крупных электростанций с уникальными параметрами. Мощность энергоблоков КЭС достигла 800 МВт. Мощность ядерных реакторов – 1000 МВт. Мощности электростанций, работающих на органическом топливе, увеличились до 6400 МВт, мощности АЭС до 6000...7000 МВт, мощности ГЭС – до 4000...6000 МВт. Укрупнение мощности агрегатов и станций, как известно, сопровождается снижением удельных капиталовложений на единицу мощности. Без ЕЭС не могло быть и речи о создании таких крупных электростанций. Не было бы Волжско-Камского каскада ГЭС и Ангаро-Енисейского каскада, не было бы ВЛ с напряжением 500 кВ и выше.

Высокая эффективность объединения была обусловлена и тем, что территория СССР включала шесть часовых поясов и простиралась от западных границ до Дальнего Востока (отметим, что ЕЭС на Востоке доходила только до Забайкалья) и от Северного Урала до Черного и Каспийского морей. При этом в объединении ярко проявлялся "широтный эффект", за счет которого совмещенный максимум нагрузки снизился на 8...10 млн кВт, что составило 5...8 % установленных мощностей. Повысилась надежность, и это привело к снижению резерва еще на 4...5 млн кВт. В сумме установленные мощности станций ЕЭС снизились на 10...12 %. Этим перечислением не исчерпываются

все преимущества создания ЕЭС. По оценкам, суммарная экономия капитальных затрат составляла к 1980 году 2 млрд руб, а ежегодные эксплуатационные издержки снизились на 700 млн руб. Этих средств было достаточно для строительства 2–3 крупных электростанций. Приведенный пример показывает, что работа электростанций в объединении всегда выгоднее, чем изолированная. Выигрывают экономика страны, энергетика страны, энергетика отдельных регионов, потребители, население. Даже при множестве самостоятельных хозяйственных предприятий совместная работа эффективнее, чем индивидуальная.

Структура генерирующих мощностей системы

В зависимости от состава электростанций энергосистемы можно подразделить на три вида.

- Первый вид – в энергосистеме имеются только тепловые станции или тепловые и атомные. Это – тепловые энергосистемы. Все функции возлагаются на ТЭС, и это вызывает определенные трудности, поскольку тепловые станции не обладают высокой маневренностью и регулируемыми способностями.

- Второй вид – смешанные энергосистемы, их еще называют гидротепловыми. В этих системах имеются ГЭС и ТЭС. Многие режимные задачи в смешанных энергосистемах решаются легче, чем в тепловых, но возникают и большие трудности в определении режимов ГЭС.

- Третий тип – гидроэнергетические системы, системы, в которых имеются только ГЭС.

Технологический процесс производства энергии в системах различного вида имеет особенности, которые влияют на режимные задачи. Наиболее общий характер имеют смешанные энергосистемы, которые в дальнейшем и будут рассматриваться.

Структура мощностей системы – это доля станций различного вида в системе. Она определяется в период проектирования, и в эксплуатации ее изменять нельзя. Выбор структуры – это важнейшая задача развития энергосистемы. Обычно структура мощностей выбирается для больших районов электроснабжения и увязывается с топливно-энергетическими ресурсами. При выборе структуры определяются соотношение станций различных типов, т. е. ГЭС, ТЭС, АЭС, и их параметры. Определяются возможности станций при выполнении ими различных функций, их экономические характеристики. Если в дальнейшем при эксплуатации станции работают не так, как это предусматри-

валось при выборе структуры системы, то снижаются их надежность и экономичность. Имеются экономико-математические модели по выбору оптимальной структуры мощностей ЭЭС [1].

При определении оптимальной структуры решается задача покрытия пиковых нагрузок. Покрытие пиковых нагрузок осуществляется гидростанциями, КЭС с докритическими параметрами пара, конденсационными мощностями ТЭЦ, ГАЭС и ГТС. Параметры этих станций по мощности выбираются при оптимизации структуры ЭЭС. Базовую нагрузку несут крупные КЭС и АЭС. Таким образом, *энергосистема всегда имеет определенные режимные возможности, и они не могут существенно меняться при эксплуатации*. При развитии энергосистемы, т. е. при вводе новых станций и линий электропередачи, свойства системы могут целенаправленно изменяться. Планы развития всегда имеют целенаправленный характер, и в них предусматривается определенное изменение свойств системы.

При работе в системе проявляются особые свойства электростанций, их назначение и возможности. Специально остановимся на особенностях ГЭС. Важнейшей особенностью ГЭС является изменчивость ее режима и зависимость его от речного стока. Природные гидрологические условия всегда переменны. ГЭС отдает в систему такую выработку и мощность, которые определяются гидрологическими условиями. Влияние изменчивости речного стока уменьшается с помощью водохранилищ. Водохранилища ГЭС перерегулируют сток реки в соответствии с потребностями системы. Потребители увеличивают свой спрос в зимний период, а сток воды – наибольший в весенний период паводка. Водохранилища позволяют накопить сток в периоды повышенной приточности и использовать его в период наибольшей нагрузки потребителей. Однако водно-энергетическое регулирование не позволяет избавить ГЭС от влияния речного стока. На ГЭС всегда проявляются условия водности года. Для ГЭС могут быть многоводные годы, средневодные, маловодные, и выработка электроэнергии и мощность ГЭС будут меняться. Существуют такие условия, когда нарушается обеспеченность работы ГЭС и выработка электроэнергии снижается ниже гарантированной. Таким образом, необходимо всегда учитывать водность года, так как от этого зависит выработка электроэнергии ГЭС. Очень важно понимать, что ГЭС гарантирует свою выработку с определенной обеспеченностью, которая всегда меньше единицы. Если обеспеченность стока ниже расчетной, то нарушаются и гаранти-

рованные условия работы ГЭС. Мощность ГЭС может снижаться и при большой водности. На средненапорных и низконапорных ГЭС в период паводка при больших расходах в нижний бьеф может снижаться напор за счет повышения уровня нижнего бьефа, и недостаток напора приводит к снижению мощности. Таким образом, необходимо отметить, что всегда есть вероятность того, что мощность ГЭС будет ниже расчетной даже в том случае, если вся она потенциально готова к использованию.

Изменчивость речного стока характеризуется также его неповторяемостью. Не бывает двух одинаковых гидрографов на реке. По многим рекам имеются гидрологические наблюдения за сотни лет, и ни разу гидрограф не повторился. Современная гидрологическая наука не позволяет предсказать с достаточной достоверностью режим речного стока. Следовательно, невозможно знать мощность и выработку электроэнергии ГЭС на длительные сроки. Только при краткосрочных прогнозах можно иметь необходимые знания о приточности. Это создает большие проблемы при планировании режимов ЭЭС.

Таких проблем для ТЭС нет. Если на складе имеется достаточное количество топлива, то работа ТЭС обеспечена на 100 %. Только в случае технических причин ТЭС может иметь ограничения по мощности.

1.2. Инновационные направления развития электроэнергетических систем

Все передовое, что есть в развитии техники, традиционно используется в энергетике. Инновационный принцип является базовым при создании новых объектов, модернизации и расширении существующих. Приведем примеры инновационных решений.

- За последние 10 лет КПД ТЭС повысился примерно на 5...10 % за счет новых решений в котельном и турбинном оборудовании.
- Установленная мощность многих станций увеличилась за счет реконструкции генераторов (усиления изоляции обмоток генераторов и новых систем их охлаждения).
- Увеличилась надежность электротехнического оборудования за счет созданных систем диагностики.

- Развиваются средства защиты и автоматики на основе использования микропроцессоров.
- Создаются новые изоляционные материалы воздушных и кабельных ЛЭП, обмоток генераторов и другого оборудования, что приводит к снижению потерь электроэнергии, увеличивает пропускную способность и надежность ЛЭП.
- Громадная работа проводится по компьютеризации управления с применением новейших вычислительных средств и технологий обработки информации.
- На основе компьютеризации созданы новые системы диагностики, управления, оптимизации режимов.
- Развиваются методы моделирования режимных задач и создания прикладных алгоритмов с использованием нейронных сетей, нечетких моделей, экспертной и статистической обработки информации, новых принципов моделирования систем и др.
- Получила развитие теория управления электроэнергетическими системами.

Все это говорит о необходимости рассмотрения не только традиционных и хорошо опробованных положений, но и новых идей и методов. Без этого современные знания будут неполноценными.

1.3. Режимные задачи, их состав и содержание

Параметры режима

Состав параметров режима трудно назвать достаточно полно. Параметры режима включают характерные величины определенного рабочего состояния техники и технологий. Назовем только наиболее характерные из них.

Электрические параметры электрических систем: ток, напряжение, мощность, частота.

Энергетические параметры силового оборудования: мощность, энергия, КПД, потери энергии (основного и вспомогательного оборудования).

Энергетические параметры станций: мощность, энергия, транспорт мощности, потери при транспорте.

Параметры режима меняются в процессе работы объектов, их определение и является целью и содержанием режимных задач. Изме-

няются характеристики техники, технологического и производственного процессов. Меняется качество энергетических ресурсов, требования потребителей к энергоснабжению. Поэтому требуются адаптивные модели решения разнообразных задач и инструментарии их расчета и уточнения. Содержание задач определяется технологическим и производственным процессами.

Технологический процесс в энергосистеме

Технологический процесс – это процесс преобразования первичного энергетического ресурса (органического топлива, гидроэнергии, ядерного топлива) в конечную продукцию (электрическую энергию, тепловую энергию). Параметры и показатели технологического процесса определяют эффективность производства. Схематично технологический процесс показан на рис. 1.2, из которого видно, что имеется несколько этапов преобразования энергии. В котле К энергия горения топлива преобразуется в тепловую. Котел – это парогенератор. В турбине Т тепловая энергия преобразуется в механическую. В генераторе Г механическая энергия преобразуется в электрическую. Напряжение электрической энергии в процессе ее передачи по ЛЭП от станции к потребителю трансформируется, что обеспечивает экономичность передачи. Эффективность технологического процесса зависит от всех этих звеньев. Следовательно, имеется комплекс режимных задач, связанных с работой котлов, турбин ТЭС, турбин ГЭС, ядерных реакторов, электрического оборудования (генераторов, трансформаторов, ЛЭП). Необходимо выбирать состав работающего оборудования, режим его загрузки и использования, соблюдать все ограничения и нормативы на технические параметры, добиваться максимального КПД.

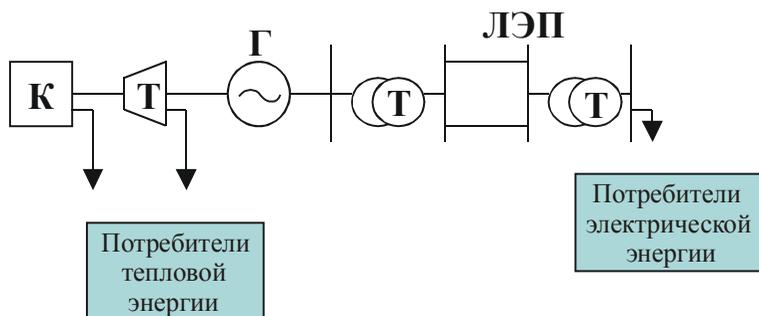


Рис. 1.2. Схема технологического процесса в энергосистеме:

К – котел, Т – турбина, Г – генератор, Т – трансформатор,
ЛЭП – линии электропередачи

Производственный процесс энергетических объектов

Производственный процесс предприятия включает все сферы деятельности предприятия, а не только технологический цикл и технологические сферы деятельности (рис. 1.3). При управлении производством имеются различные общие сферы: снабжение, планирование, труд, кадры и пр. Они также влияют на издержки управления, цены на продукцию. Успех на рынке прямо связан с эффективностью всех функций управления, но немаловажную роль играют режимные задачи, которые рассматриваются как элемент различных сфер деятельности. Затраты на производство электроэнергетической продукции в цикле технологического процесса примерно на 50 % определяют общие издержки, и их снижение зависит от режимных задач.



Рис. 1.3. Схема производственного процесса в энергетике

1.4. Учет требований потребителей к энергоснабжению при расчете режимов ЭЭС

Расчет режимов ЭЭС учитывает возможности системы и требования потребителей к энергоснабжению. Они хорошо известны [1, 2, 3]. Потребители предъявляют к энергоснабжению следующие основные требования:

- бесперебойность;
- надежность;
- обеспечение качества энергии;
- обеспечение экономичности энергоснабжения.

Обеспечение бесперебойности энергоснабжения

Выполнение первого требования гарантирует потребителю получение необходимого количества электрической энергии и мощности. Бесперебойность – это отсутствие недоотпуска энергии и мощности потребителю.

В системе должно быть достаточно мощностей станций, сети должны обеспечивать передачу необходимой энергии, должен быть соответствующий запас топлива. Бесперебойность определяется всем комплексом возможностей объектов системы. При развитии системы и при ее эксплуатации определяются такие параметры системы, которые обеспечивают бесперебойность энергоснабжения.

Но также необходимо знать, какой график нагрузки будет в системе и у каждого потребителя или группы потребителей, по узлам сети, какая потребуется электроэнергия, как будет меняться процесс в динамике. Без этой информации рассчитать режим нельзя.

Надежность энергоснабжения

Надежность – это гарантия бесперебойности. Надежность и бесперебойность связаны с затратами. Чем выше эти требования, тем большие средства необходимо вложить в соответствующую технику. Самое значительное снижение надежности наступает в результате системных аварий, которые могут быть очень тяжелыми. Однако вероятность очень тяжелых аварий низкая, и экономически неоправдано обеспечивать сверхвысокий уровень надежности в этих редких случаях. Лучше

допустить перерыв в электроснабжении. Важно, чтобы потребитель знал, какой уровень надежности ему гарантирован. Если потребитель требует индивидуально высокий уровень надежности, то за это надо платить. Обычно в энергосистеме выбирается целесообразный уровень надежности в зависимости от требований потребителя. Они определяются при *расчетной аварии*, для которой устанавливаются нормативы надежности. Так, например, устанавливаются нормативы по устойчивости энергосистем. Считается, что электроэнергетические элементы и система должны обеспечивать уровень надежности на 0,9...0,99 за время работы. Для атомных станций уровень надежности составляет 0,999. Но хорошо известно, что и при таком расчетном уровне возможны аварии. Техника никогда не может быть абсолютно надежной. Примеры тому «Чернобыль» и гибель «Шатлов». При определении уровня надежности гарантируется безопасность оборудования, особенно дорогостоящего. Необходимо, чтобы для безопасности оборудования турбин, котлов, трансформаторов параметры режима не выходили за допустимые пределы.

По надежности потребители электроэнергии подразделяются на три категории.

К *первой* относятся потребители, для которых нарушение электроснабжения ведет к человеческим жертвам, к массовому браку, к расстройству технологического процесса, крупным поломкам. К таким потребителям относятся многие химические предприятия с непрерывным циклом производства, выплавка стали, животноводческие фермы и др.

Ко *второй категории* относятся потребители, для которых перерыв в электроснабжении приводит к массовому недоотпуску продукции, к простоям машин и механизмов, простоям транспорта, нарушению деятельности людей.

Для *третьей категории* потребителей допустимы перерывы в электроснабжении на время ремонта, замены ненадежного оборудования, осмотров. Время перерыва электроснабжения не должно превышать одних суток.

Надежность электроснабжения обеспечивается созданием соответствующей схемы электроснабжения (схемная надежность), применением агрегатов, коммутационных аппаратов, трансформаторов. Это аппаратная надежность, которая достигается при проектировании оборудования и при его правильной эксплуатации. Наконец, надежность

связана с режимами. Надежность режимов требует выбора обоснованных решений по режимам оборудования, режимам станций, агрегатов и системы, по обеспечению устойчивости систем.

Для обеспечения надежности необходимы резервы: при передаче энергии по ЛЭП резервируется трансформаторная мощность, коммутационные аппараты, мощности станций. Резервы мощности используются при авариях, вызывающих ее снижение, например, при аварийном отключении оборудования электростанций. В ЭЭС всегда имеется аварийный резерв мощности.

Надежность требует затрат как при создании системы, так и при ее эксплуатации. Очевидно, что затраты зависят от категории потребителей и должны учитываться в ценах на электроэнергию. Следовательно, при расчете режимов задаются ограничения по использованию техники, режимные ограничения по изменению мощности, частоты, напряжению, по состоянию объектов системы. Для потребителей с различными требованиями по надежности устанавливаются разные цены ее оплаты при расчете режимов (за величину резерва мощности станций, резервирования ЛЭП, за дополнительные потери в сетях).

Обеспечение качества энергии

Параметрами качества являются частота системы и напряжение в тех узлах сети, от которых потребитель получает электроэнергию. Частота поддерживается и регулируется с использованием специального резерва мощности – частотного резерва. Напряжение поддерживается с помощью трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием коэффициента трансформации и с использованием источников реактивной мощности.

Для потребителей тепловой энергии параметрами качества являются давление пара и температура в магистралях, от которых питаются потребители пара, и в теплофикационных магистралях, от которых питаются потребители тепловой энергии.

В энергосистемах обычно выбираются контрольные точки, в которых поддерживаются показатели качества энергии. Для каждого параметра в контрольной точке устанавливается диапазон изменения контролируемого параметра. Диапазон регулирования – это также экономическая величина, а не только техническая. Чем он меньше, тем труднее регулировать режим для поддержания контролируемого параметра. Требуются определенные системы автоматики, специальные технические решения. Для многих контролируемых параметров каче-

ства устанавливаются нормативы по их величине и допустимым отклонениям. Это требование влияет на выбор рабочих регулируемых мощностей станций, на выбор частотно-регулирующей станции.

Экономичность энергоснабжения потребителей

Это требование зависит от цены товара на рынке. Рынок является регулятором цен. Цена продажи существенно зависит от конкурентности рынка. Не касаясь этих вопросов, поскольку они выходят за рамки нашей работы, отметим, что цены зависят от затрат на производство энергии. Если затраты минимальные, то это обеспечивает предприятию-продавцу конкурентные преимущества по цене. Для выполнения этого условия необходимо минимизировать все составляющие затрат. При управлении режимами должны минимизироваться удельный расход топлива на производство энергии, удельный расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, удельный расход электроэнергии, теряемой в сетях при транспорте электрической энергии.

Если станции работают в системе, то показатели экономичности должны определяться с позиции их совместной работы и они не равны показателям при изолированной работе. Правильная оценка экономичности требует решения ряда режимных задач на основе методов оптимизации.

Таким образом, требования потребителей к энергоснабжению практически в равной степени зависят от технических возможностей ЭЭС и от ее режимов.

1.5. Виды режимов

Упрощенная модель управления энергетическим объектом показана на рис. 1.4. На входе имеются параметры X , на выходе – Y . Регулирование состояния объекта по принципу обратной связи обеспечивается воздействием на X в зависимости от Y . Это осуществляется функцией связи Z . Схема рис. 1.4 подразумевает, что в обратной связи $Z(Y)$ имеются определенные средства воздействия на параметры входа X .



Рис. 1.4. Схема управления режимами

Могут быть различные ситуации по состоянию параметров X и Y (рис. 1.5). Если они находятся в допустимой области, когда соблюдаются все ограничения, требования и нормы, то это нормальное состояние объекта управления. Такие режимы называются *нормальными режимами*. Основная задача управления нормальными режимами – соблюдать все требования к энергоснабжению и добиваться экономичности режимов.

Может быть такое состояние системы, при котором часть параметров X или Y находится на границах их нормального состояния. Например, ток в определенной ветви сети равен предельно допустимому или мощность трансформатора равна наибольшей допустимой. Это – *утяжеленные режимы*. Главная задача – увеличить внимание к режимам и по возможности установить более легкий режим, например разгрузить оборудование.

Наконец, возможен случай, когда параметры выходят за допустимые значения. Это – *аварийные режимы*. Главная задача управления – ввести режим в допустимую область в предельно короткие сроки. В противном случае для объекта могут быть тяжелые аварии.

Переход от нормальных режимов к утяжеленным или аварийным происходит в результате возмущающих воздействий. Это могут быть изменения нагрузки потребителей, аварийные отключения оборудования, нарушения устойчивости, короткие замыкания в сетях. В системе и на отдельных объектах имеются средства и системы управления, которые обеспечивают обратную связь и с помощью которых осуществляется воздействие на систему. Главной целью является быстрый ввод режима в допустимую область. Соображения экономичности отступают на второй план.

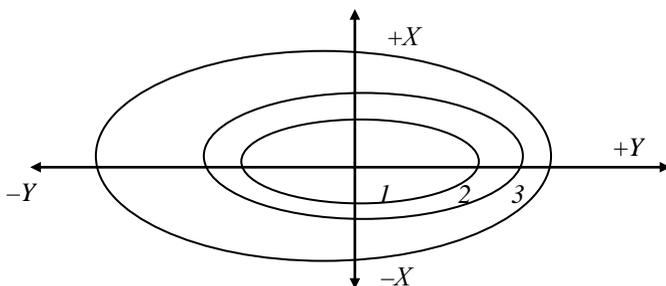


Рис. 1.5. Области режимов:

1 – нормальные режимы, 2 – утяжеленные, 3 – аварийные

Заключение по главе 1

Приведенные краткие сведения говорят о сложности энергетики как объекта управления. Режимные задачи являются важнейшей составляющей технического и экономического управления энергетикой. Основные задачи будут рассматриваться в последующем материале, но необходимо подчеркнуть, что режимные задачи разнообразны и невозможно их детально рассмотреть в одной книге. Режимные задачи включают короткие замыкания, устойчивость электрических систем, тепловой режим станций, регулирование водно-энергетических режимов ГЭС и многие другие. Состав задач системы зависит от техники, технологии, структуры мощностей, требований потребителей. В настоящей работе будут в основном рассматриваться основные энергетические задачи и принципы их решения.

Вопросы для самопроверки

- 1. Дайте определения «Электроэнергетическая система», «Электрическая система», «Энергетическая система».*
- 2. Назовите основные параметры и характеристики электроэнергетической системы России.*
- 3. Что такое энергетическая система страны? Какие в ней имеются подсистемы?*
- 4. В чем основные особенности энергетики как отрасли производства?*
- 5. Назовите параметры режима ЭЭС.*

-
6. *Какова структура мощностей энергетической системы страны?*
 7. *От каких факторов зависит структура мощностей ЭЭС?*
 8. *Какие различия являются принципиальными для тепловой и гидротепловой энергетических систем?*
 9. *Какие особенности производства энергии присущи ГЭС?*
 10. *Назовите виды режимов и особенности управления ими.*
 11. *Назовите основные требования к энергоснабжению потребителей. Поясните их содержание.*
 12. *Как влияют инновационные изменения на свойства системы?*
 13. *Как в целом вы можете характеризовать особенности управления режимами ЭЭС?*

ГЛАВА 2

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЭС

Принципы управления режимами. ≈ Средства и системы управления энергетическими объектами. ≈ Управление режимами на электроэнергетическом рынке. ≈ Оперативно-диспетчерское управление режимами. ≈ Автоматическое управление режимами

2.1. Принципы управления режимами

Принципы управления режимами ЭЭС в отечественной энергетике сложились в СССР [1, 2, 4]. Они основывались на теории управления большими системами [2], широко использовались системный подход, математический аппарат принятия решений, методы оптимизации. Дальнейший опыт показал, что эти принципы обеспечили управляемость системы и в нормальных, и в аварийных режимах.

В 1991 году началось реформирование энергетики. Собственники энергетических объектов получили право принимать решения по системам управления и это привело к их изменению. В результате надежность управления понизилась, и сейчас происходят определенные изменения в принципах управления. Вместе с тем теоретические основы разработки систем управления не изменились. Создание современных систем управления энергетикой основано на определенных общих принципах.

1. Применяется системный подход для разработки средств и систем управления с учетом новых условий функционирования энергетики.

2. Применяется программно-целевой принцип развития энергетики и придания системам требуемых свойств и характеристик.

3. Сохраняется иерархический принцип управления режимами для новых условий энергетических объектов.

4. Создаются комплексы систем и средств управления для нормальных и аварийных условий работы ЭЭС.

5. Компьютеризация управления является базовым принципом прикладных решений по информационным технологиям принятия решения по режимным задачам.

Все названное всегда применялось в энергетике, но в настоящее время значимость этих принципов возросла, и требуется большая работа по их методическому применению. Остановимся на содержательной стороне этих принципов.

Системный подход

Компании, корпорации, крупные фирмы – это организации, имеющие сложную производственную структуру. Они могут иметь более десятка стратегических хозяйственных единиц (СХЕ), множество общих целей для корпорации и частных для СХЕ. Их организационная структура обычно многоуровневая и многозвенная. Все это требует моделировать объект управления в целом.

Системный подход – это методология научного познания, в основе которого лежит рассмотрение объекта как системы, как целостного объекта. Изучение всех свойств системы позволяет создать единую теоретическую картину и выявить многообразные связи внутри ее. Он применяется очень давно и во многих областях: биологии, экологии, психологии, кибернетике, технике, управлении. Системный подход позволяет получить содержательные модели, а затем приступить к их математическому моделированию. При разработке содержательных моделей широко используются различные методы анализа, которые позволяют правильно определить структурные свойства системы.

Кратко дадим основные положения системного подхода.

Строение системы. Что такое система? Каковы ее части и границы?

Система – это целое, состоящее из упорядоченных частей. Это может быть:

- комплекс связанных между собой объектов;
- упорядоченное собрание фактов, принципов, доктрин (демографических, метеорологических);
- упорядоченная система знаний;
- упорядоченная организация.

Можно продолжить этот список. Все виды объектов системы образуют некое единство. Наиболее общим принципом моделирования сложных систем является системный подход, который реализуется с применением методов системного анализа.

Принципиальное значение имеет ряд свойств системы.

Понятие замкнутых и открытых систем. Искусственная открытая система не просто находится в окружении внешней среды, но и существует за ее счет. Она должна быть совместима с внешней средой и иметь с ней связи и взаимосвязи (рис. 2.1).

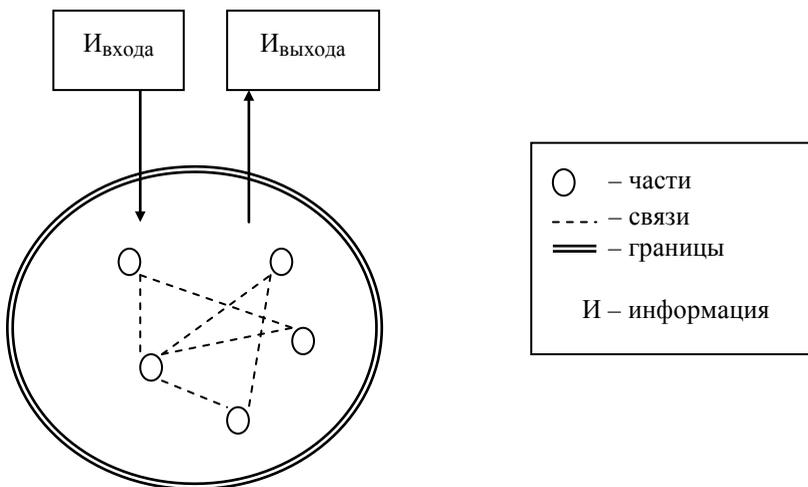


Рис. 2.1. Строение системы

Система и подсистемы. Исследуемая система всегда является подсистемой более высокого уровня. Система состоит из частей, узлов, которые связаны между собой. Нельзя части рассматривать изолированно. Частью системы могут быть подсистемы, узлы, зоны, элементы. Части системы могут менять свое положение. Одна и та же часть в различных задачах может быть системой, подсистемой, элементом. Части системы иерархичны. Это позволяет упорядочить части и управлять системой. Иерархичные системы имеют многоуровневую структуру.

Например, если рассматривается развитие бизнеса в энергетической системе, то подсистемами являются ее предприятия, внутри

предприятий есть блоки, которые влияют на бизнес. Если рассматривается проблема развития производства на электростанции, то станция будет системой, а внутри ее будут звенья (агрегаты, подстанции, ЛЭП), а звенья состоят из элементов (турбины, котлы, генераторы).

Единство частей системы. Система в целом (A) это не простая сумма частей (a). Это их единство. Следовательно,

$$A \neq a_1 + a_2 + a_3 + \dots,$$

$$A(a_1, a_2, a_3, \dots).$$

Для того чтобы определить границы, надо сформулировать цель. Если границы определены неверно, то неверно будут определены элементы системы, ее узлы и связи. Цель дает возможность отобрать то, что влияет на нее и что обеспечивает нормальное функционирование системы. Границы всегда нечеткие, расплывчатые, и они меняются при изменении цели (рис. 2.2).

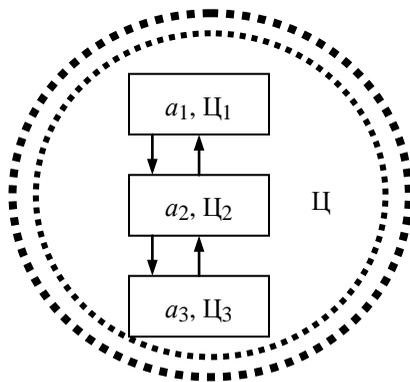


Рис. 2.2. Цели системы и ее частей

Устойчивость системы. Система должна быть устойчива в статике и динамике. Открытые системы всегда со временем стремятся к усложнению. Растет число узлов и связей. Расширяются границы. Динамическая устойчивость при этом может быть нарушена. Например, со временем многие организации расширяются. Растет число организационных звеньев, появляются новые товары, усложняются внутрен-

ние и внешние связи. В какой-то момент система может стать неуправляемой и потерять устойчивость.

Пример определения системы [1]

Системы управления энергетическим производством – это управляющие динамические системы открытого типа, которые взаимодействуют с окружающей средой, являются подсистемами более общих систем управления человеческой деятельностью и подвержены влиянию многих случайных и неопределенных факторов.

Связи имеются во внутренней среде, с микросредой и макросредой. Важно при рассмотрении задачи отобрать только те связи, которые существенны для результата функционирования системы.

Цели функционирования. Для системы должны быть заданы цели (рис. 2.2). Цель функционирования системы может быть достигнута не единственным путем. Есть альтернативные пути, и их надо определять. Управление всегда ситуационно. Нет одного способа управления, в зависимости от обстоятельств надо найти оптимальный способ. При достижении цели применяются принципы ситуационного управления. Все части системы должны служить общей цели. Тогда

$$Ц \neq Ц_1 + Ц_2 + Ц_3 + \dots,$$

$$Ц(Ц_1, Ц_2, Ц_3, \dots).$$

Информационные характеристики системы. Организационно-экономические системы энергетики – это системы, открытые по информации. Они имеют связи по информации, входящей в нее и выходящей.

Система должна иметь информационную обратную связь (рис. 2.3). В этом случае можно управлять ее состоянием в зависимости от результатов конечной деятельности. Информационной характеристикой является энтропия системы. Система не должна подвергаться иссяканию. В большинстве случаев система функционирует в условиях неполноты и недостаточной достоверности исходной информации.



Рис. 2.3. Информационная модель системы

Пример связей энергетики с макросредой показан на рис. 2.4. Важно при рассмотрении задачи отобразить только те связи, которые существенны для результата функционирования системы.



Рис. 2.4. Иллюстрация связей с макросредой при решении задачи развития энергетики

Системные свойства энергетики

- Энергетика – большая искусственная система.
- Системы энергетики имеют сложную внутреннюю структуру.
- Системы энергетики – открытые.
- Системы энергетики динамичны.
- Системы энергетики характеризуются разнообразием технологических процессов и техники.

- Они имеют тесные взаимосвязи с социальными системами.
- Энергетические системы отрицательно влияют на окружающую среду.
- Для системы характерны неопределенные ситуации ее функционирования.

Программно-целевой подход к управлению

Не только отдельные организации, но и общество в целом строит свою тактику и стратегическую политику на основе целевых программ. Программно-целевой подход является всегда базовым принципом разработки стратегических задач. При этом разрабатываются система целей и программы их достижения. Цели отдельных организаций разрабатываются с учетом целей общества, и это позволяет реализовать программно-целевое управление в масштабах общества и организации.

Иерархия целей в обществе. В обществе имеется система целей и их иерархия, и она учитывается при решениях в энергетике. Иерархия отражает важность целей для общества, время достижения результатов и глубину проработки целей. Это три координаты иерархичности целей. Цель может иметь различную глубину проработки от общих заявлений до планов реализации конкретных задач. Как уже отмечалось выше, время достижения разных целей различается. Важно, что все цели взаимосвязаны и цели отдельных организаций являются элементом общей совокупности целей корпорации и общества, который иллюстрирует разнообразие и связанность целей.

Теории выбора целей нет. Цели формулируются людьми. Вместе с тем от цели зависят все элементы системы, методы и алгоритмы решения всех задач. Необходимо применять определенные методические принципы разработки целей.

По масштабам самым высоким иерархическим уровнем являются всемирные цели, но если не достигнуты цели низких уровней (экономические, технические), то невозможно осуществить всемирные цели.

Программно-целевой принцип управления связывает в единую систему внешние и внутренние цели, пути и средства их достижения, деятельность людей.

Принцип синергизма

При разработке целей используется синергизм. Синергизм означает, что совокупный результат может быть больше суммы его слагаемых. Это эффект $2 + 2 = 5$, т. е. при управлении всегда надо искать такие комбинации решений, которые дают эффект синергизма. Эффект синергизма может быть значительным.

Синергизм используют крупные компании, включающие отдельные предприятия. Можно эффект синергизма получить при различных видах деятельности. Типы синергизма определяются теми компонентами, которые влияют на достижение поставленной цели.

Синергизм производства – использование одного и того же оборудования для производства различной продукции, одного персонала, закупок сырья и материалов.

Синергизм инвестиций – совместные проекты развития техники и технологии, комплексные научные разработки.

Синергизм менеджмента – комплексное решение задач управления, комплексное руководство, использование предыдущего опыта в новой области. Синергизм в области менеджмента может дать эффект, сопоставимый с другими видами.

Сочетание науки и искусства при управлении

В менеджменте и маркетинге нет рецептов действий, нет «черного» и «белого». Разработки решений – это только область действий, и принимается решение человеком, стратегом.

Методы решения задач управления

В научно-методическом аспекте все проблемы в зависимости от путей их научного познания подразделяются на три группы.

Первая – хорошо структурированные и количественно сформулированные проблемы. Имеется разнообразный математический аппарат, позволяющий рассчитывать количественные связи и оценки таких задач. На основе использования различных математических методов в решении задач управления появилось новое направление – исследование операций. Исследование операций – это математический аппарат получения количественных результатов человеческой деятельности (управление ресурсами, издержками, ремонтами и пр.).

Для решения задач управления требуются интегрированные знания из различных областей. Такого широкого объема знаний, по существу, не требуют другие области деятельности.

Целевое управление

Управление организацией всегда имеет целевой характер, особенно при решении стратегических задач. Целевое управление включает определенные вопросы:

- 1) постановку целей;
- 2) разработку взаимосвязанной системы целей;
- 3) планирование деятельности для достижения целей;
- 4) управление процессом достижения целей.

На основе целей разрабатываются методы и механизм управления. Цели всегда декомпозируются до уровня ответственных лиц. Всегда есть связь между целями, функциями людей и организационной структурой организации. Если цели относятся ко всей организации, то они называются корпоративными. Но цели и задачи ставятся также для отдельных структурных звеньев, отдельных людей. Для того чтобы исключить их несоответствие, необходимо иметь инструменты разработки совокупности связанных целей.

Преимущества управления по целям:

- планирование приобретает центральную роль в управлении;
- улучшается управление, поскольку для людей становится ясным целевое содержание их работы;
- организация становится более понятной для всего коллектива, что приводит к улучшению всей деятельности;
- повышается личная заинтересованность в действиях организации;
- растет эффективность контроля.

Недостатки управления по целям:

- управление по целям требует постоянной работы большей части коллектива по планированию и контролю целей;
- цели ставить трудно;
- цели краткосрочные часто выдвигаются на первый план. Без специального механизма внимание стратегическим целям чаще всего не уделяется;
- иногда цели слишком долго не меняются и не учитывают изменения внешней и внутренней среды. В этом случае они могут быть даже вредными для организации;

- цели требуют показателей-измерителей. Часто используют количественные показатели в ущерб качественным. Однако качественные показатели играют важную роль.

Иерархичность управления

При управлении энергетическими системами приходится решать много задач. Задачи сложные, требуют большого объема информации, при их решении используются различные математические методы. Все это и много других факторов приводят к необходимости создания многоуровневой схемы управления режимами. Схема организована по иерархическому принципу, при котором все решения по управлению верхнего уровня обязательны для нижнего. В энергетике применяется три иерархических принципа управления режимами: иерархия в пространстве, во времени и ситуативная.

Иерархия в пространстве

Этот вид иерархии имеет четыре уровня управления и позволяет управлять территориально распределенными объектами энергетики как единым целым.

- *Первый уровень управления* – наивысший уровень принятия решений по управлению режимами системы страны. Это органы управления единой энергосистемой страны – ЕЭС России. В настоящее время на этом уровне создан оптовый рынок электроэнергии и решаются отношения купли-продажи при взаимодействии региональных энергосистем, отдельных энергетических предприятий и отдельных крупных потребителей. На этом уровне определяются продажа и покупка мощности и энергии между субъектами оптового рынка. Однако управлять режимами всех зон электроснабжения страны с этого уровня очень сложно, поэтому созданы органы управления по крупным зонам электроснабжения страны: объединенные энергосистемы ОЭС, федеральные сетевые компании (ФСК) и др.

- *Второй уровень управления* – органы управления объединенными энергосистемами регионов страны – ОЭС России и крупными зонами электроснабжения. На этом уровне в ОЭС решаются вопросы взаимодействия районных энергосистем соответствующего региона на оптовом рынке. Все решения по управлению режимами, принятые на уровне ЕЭС, обязательны для исполнения в ОЭС.

- *Третий уровень* – это управление режимами районной энергосистемы АО энерго или отдельными предприятиями определенной адми-

нистративно-территориальной единицы. Это уже региональный рынок электроэнергетики. На нем формируются отношения купли-продажи между энергоснабжающими организациями и потребителями. Определяются режимы станций системы, режим электрических сетей и все мероприятия по выполнению требований к энергоснабжению потребителей. Решения, принятые на уровне ОЭС, по купле-продаже обязательны для районной энергосистемы АО энерго и отдельных предприятий.

- *Четвертый уровень* – электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей, обеспечивающие энергоснабжение на уровне АО энерго. Здесь устанавливается режим агрегатов с учетом тех заданий, которые определены на уровне района энергоснабжения, например, на уровне АО энерго.

Отметим, что состав и функции энергетических предприятий могут отличаться от названных выше, но принципы пространственной иерархии сохраняются.

Все уровни взаимосвязаны. Для любого нижнего уровня нагрузка станций, перетоки по ЛЭП и другие параметры определяются с учетом условий, формируемых на более высоком уровне. На уровне ЕЭС ведется управление потоками обменной мощности и энергии в масштабе страны в соответствии с договорами по купле-продаже на оптовом электроэнергетическом рынке. На уровне ОЭС известны требования, заданные ЕЭС, и с их учетом ведется управление потоками обменной мощности и энергии в границах ОЭС. На уровне районной ЭЭС определяются режимы ее объектов, участвующих в энергоснабжении, и отношения с потребителями.

На рис. 2.6 приведена схема оперативно-диспетчерского управления, в которой реализован для примера принцип пространственной иерархии.

Иерархия во времени

Этот вид позволяет отдельно рассматривать задачи планирования режимов для различных периодов по времени. Цели планирования режимов, исходная информация и ее достоверность, состав задач зависят от периода планирования. Это позволяет декомпозировать задачу управления во времени на несколько частей. Иерархия во времени имеет в условиях эксплуатации три временных уровня решения задач управления режимами. Все уровни взаимосвязаны.

Первый уровень. Составление долгосрочных планов режима системы и договоров с заблаговременностью до года или нескольких лет.

Поскольку с такими периодами упреждения известна не вся необходимая информация, многие детали при планировании опускаются. Цель этих расчетов – определить те режимы, которые необходимы для планирования хозяйственной, технической и коммерческой деятельности. Очень важен этот этап расчетов для решений о долговременных отношениях купли-продажи на рынке электрической энергии и мощности, которые в энергетике решаются с указанной заблаговременностью.

Второй уровень. Составление краткосрочных планов с заблаговременностью до месяца. Режимы планируются на каждые сутки месяца, но особенно важную роль имеют планы с суточной заблаговременностью. На этом этапе уже известны все необходимые детали, определяющие режимы. Однако энергосистемы подвержены влиянию многих случайных факторов, и поэтому краткосрочные планы также требуют корректировки.

Третий уровень. На третьем уровне происходит управление режимами в темпе процессов, протекающих в энергетике. Здесь активно используются все средства и системы оперативно-диспетчерского и автоматического управления режимами. Цель этих расчетов – корректировать плановый режим на основе реальной информации, выполняя все требования к энергоснабжению.



Рис. 2.6. Структурная схема пространственной иерархии органов оперативно-диспетчерского управления

Первый уровень – центральное диспетчерское управление (ЦДУ).
Второй уровень – объединенное диспетчерское управление (ОДУ)
Третий уровень – региональный диспетчерский центр (РДЦ).
Четвертый уровень – диспетчерские пункты объектов

Ситуативная иерархия

Такая иерархия устанавливает приоритеты решения различных режимных задач в зависимости от состояния системы. Наивысший приоритет имеют задачи, которые необходимо решать при авариях. За ними следуют задачи, возникающие в утяжеленных условиях и, наконец, те, которые соответствуют нормальным условиям. Эта последовательность определяется требованиями надежности. При авариях экономичность режимов является второстепенным фактором, так как главное – не допустить развития аварии и вернуть систему к нормальному состоянию.

Декомпозиция задач управления режимами на основе иерархических принципов снимает многие трудности в решении задач и позволяет иметь эффективную систему управления режимами.

2.2. Средства и системы управления энергетическими объектами

Система управления энергетическим производством включает совокупность средств и систем, которые обеспечивают управляемость системы в целом и ее отдельных частей в нормальных и аварийных режимах. Система управления включает локальные целевые подсистемы, которые связаны между собой:

- организационная система управления – это базовая система планирования производственной и коммерческой деятельности;
- оперативно-диспетчерское управление планированием и регулированием режимов с использованием технических и организационных средств диспетчерского управления;
- средства автоматического управления режимов в темпе протекающего процесса с использованием режимной, технологической и защитной автоматики;
- компьютерные системы для выработки решений и программ действий.

Организационное управление

Организационное управление осуществляется на уровне предприятия, системы, регионального и оптового рынков. Это очень важные системы. Они определяют тактику и стратегию отношений на рынке и соответственно состав режимных задач.

Организационное управление предприятием. Подразделения оргструктуры предприятия занимаются управлением хозяйственной деятельностью. В ряде подразделений решаются в определенном объеме режимные задачи, например, в отделе маркетинга, планирования, финансов, производственных и др. Они планируют текущие и долгосрочные режимы для правильной организации производственного процесса. При этом соблюдается иерархия во времени и пространстве. Например: планируется выработка электроэнергии; бюджеты продаж, а они зависят от продажи электроэнергии и мощности; финансы, которые зависят от оплаты за проданную электроэнергию и тепловую энергию; снабжение топливом, которое зависит от поставщиков топлива; издержки производства, зависящие от использования мощностей станций. Планы составляются обычно с годовой заблаговременностью и постоянно корректируются. Состав режимных задач охватывает большой круг вопросов.

Организационное управление оптовым рынком. Модели оптового рынка различаются в разных странах. Рынок является динамичной системой и постоянно подвержен изменениям и развитию. Практически все страны, осуществляющие рыночные реформы, разделили производство, транспорт и сбыт электроэнергии. В большинстве стран, развивающих рыночные отношения в электроэнергетике, идет конкуренция между производителями. Так, в Англии к середине 1990-х годов было около 35 конкурирующих генерирующих компаний, в Аргентине – около 45, в Швеции – 30, в Норвегии – 70, в США – примерно 700.

В настоящее время в России формируются свободные рыночные отношения для субъектов рынка. В определенной мере завершена приватизация и определена хозяйственная принадлежность предприятий энергетики. Цены «отпущены» лишь условно – сохранен контроль государства. Ввиду этого существует многообразие структурных звеньев схемы организации.

Модели оптового рынка. От модели оптового рынка зависит методика составления энергетических балансов и состав режимных задач.

В электроэнергетике имеется четыре основные модели рынков (рис. 2.7).

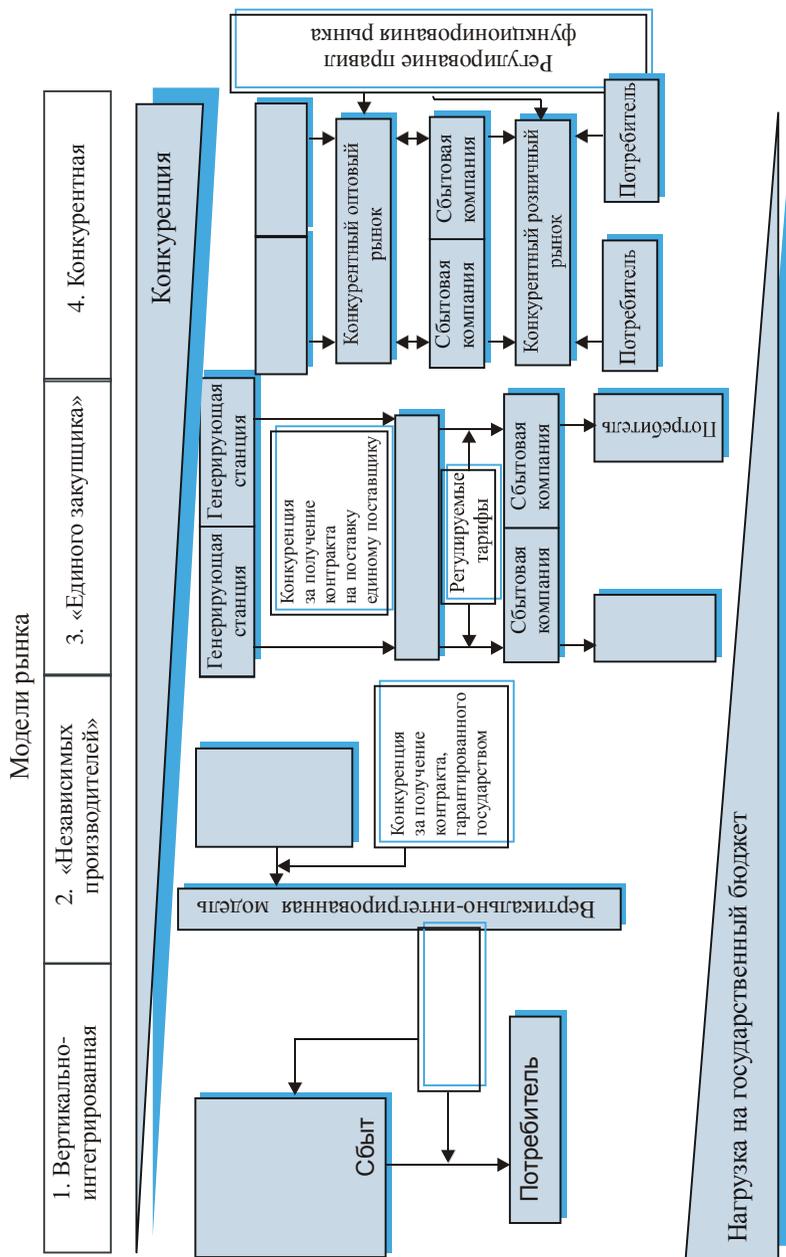


Рис. 2.7. Основные модели организации рынка энергии

В модели 1 осуществляется монополия на всех уровнях производства и производители электроэнергии не конкурируют между собой. Одна компания имеет монополию на производство электроэнергии и доставку ее по передающей сети к распределительным компаниям или конечным потребителям и несет ответственность за надежное электроснабжение потребителей в зоне обслуживания. Такая форма вертикально интегрированной организации на протяжении многих лет широко использовалась в XX столетии в различных странах мира и позволяла развивать ширококомасштабные передающие системы, строить крупные электростанции и обеспечивать надежное и экономичное электроснабжение потребителей. В СССР использовалась эта модель, и в России также эта модель сохранилась и достаточно широко реализуется в энергосистемах. Составляется единый энергетический баланс и используется общесистемная цель деятельности. Режимные задачи для этой модели детально разработаны, и они не утратили своей актуальности [1, 2, 3].

В модели 2 «Единый покупатель» (так называемой монополической системе) имеется одна покупающая структура, которая выбирает производителей электроэнергии из ряда генерирующих компаний. Генерирующие компании самостоятельно выбирают внутростанционные режимы (состав оборудования, его режим) и выступают со своими заявками на товар и его цены. Общая цель действий для системы определяется на основе частных целей предприятий. Это совершенно другой принцип составления энергетического баланса. Равноправия нет, и выбор станций осуществляется на конкурентной основе. Сейчас в России эта модель также используется.

Единый покупатель владеет монополией на передающие сети и продажу электроэнергии распределительным компаниям или конечным потребителям. Эта форма модели использовалась на оптовом рынке РАО ЕЭС на первой стадии его создания. В этой задаче требуются адресные расчеты мощностей станций и их потерь в сетях.

В модели 3 «Конкуренция на оптовом рынке» распределительные компании, занимающиеся розничной торговлей, покупают электроэнергию непосредственно у производителей и доставляют ее через передающую сеть потребителям. Распределительные компании имеют монопольное право на электроснабжение конечных потребителей. Однако доступ к передающей сети открыт и для производителей электроэнергии, и для распределительных компаний. Все производители могут

продавать электроэнергию многим потребителям. В этой задаче требуются адресные расчеты как для мощностей станций и их потерь в сетях, так и для потребителей. Равноправия между потребителями нет. В настоящее время такие расчеты не проводятся, что нельзя признать правильным.

В модели 4 «Конкуренция на розничном рынке» все потребители имеют право выбора своего поставщика электроэнергии. Для них открыт доступ как к передающей, так и к распределительной сети. Сейчас в нашей стране эти проблемы не решены и активно обсуждаются.

Перечисленные модели нередко существуют не в чистом, а в смешанном виде: одна содержит элементы другой. Например, при монополистической модели в Польше, Венгрии, Италии допускаются альтернативные закупщики энергии, в том числе иностранные, и (в Италии) крупные независимые производители национального масштаба. В Великобритании внедрены три модели для оптового рынка и одна модель для розничного рынка. Модель 1 (электрический сектор Шотландии мощностью 5500 МВт) – монополия на всех уровнях. В сфере производства электроэнергии отсутствуют конкуренция и выбор поставщика. Производством и передачей электроэнергии по сети электропередач к компаниям-дистрибьюторам и конечным потребителям занимается единая монополярная компания. Модель 2 (электрический сектор Северной Ирландии мощностью 1400 МВт) – закупочное агентство, которое делает выбор среди ряда различных производителей электроэнергии, что способствует конкуренции в сфере ее производства. Конечные потребители не имеют доступа к линиям электропередач для продажи. Модель 3 (электрический сектор Англии и Уэльса мощностью 48 000 МВт) – конкуренция на оптовом рынке. Дистрибьюторы покупают ее по линиям электропередач. Они имеют монополию на конечных потребителей. При этом имеется свободный доступ к линиям электропередач.

Следовательно, особенности расчета режимов ЭЭС определяются моделями рынка. Имеются традиционные задачи (модель 1), новые задачи адресного распределения потоков и потерь мощности между генераторными и нагрузочными узлами, новые задачи учета ценовых заявок на товар, новые задачи учета номенклатуры товара и ценовых заявок.

2.3. Управление режимами на электроэнергетическом рынке

Двухуровневая структура рынка России. Рынки электроэнергии России имеют в настоящее время двухуровневую структуру:

- потребительские (розничные) рынки, на которых АО энерго продают электроэнергию конечным потребителям в своих территориальных границах;
- оптовый рынок, на который поставляют энергию выведенные из состава АО энерго крупные ГЭС и ГРЭС, избыточные АО энерго и атомные станции, крупные потребители.

Оператором – диспетчером процесса производства и передачи электрической энергии (мощности) на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности) – является АО «ЦДУ ЕЭС России».

Особенности функционирования оптового рынка. Отношения между региональными и оптовым рынками регламентированы договорами. Договоров достаточно много, причем часть договоров имеет организационный характер, а часть связана с управлением режимами. Система договоров достаточно сложна и постоянно уточняется.

В табл. 2.1 приведен пример договорных отношений.

Таблица 2.1

Сектора управления торгово-денежными отношениями на оптовом рынке

Название сектора	Цель функционирования	Расчет режима
Сектор долгосрочных соглашений	Стороны фиксируют цены и объем продаж	Заявочный план
Сектор рынка «на сутки вперед»	Стороны покупают / продают необходимый объем электроэнергии по цене аукциона	Принятый план. Формируются суточные, почасовые, плановые графики производства / потребления

Окончание табл. 2.1

Название сектора	Цель функционирования	Расчет режима
Балансирующий сектор	Обеспечение баланса производства и потребления в реальном времени с минимальными затратами на компенсацию отклонений от суточных плановых графиков на основе конкурентного отбора	Коррекция плана

Из таблицы видно, что для функционирования рынка необходимо:

- составлять энергетические балансы выработки электроэнергии и мощности для всех временных периодов управления;
- учитывать договорные и свободные рыночные условия планирования и регулирования режимов;
- учитывать ценовые заявки для электроэнергии, мощности, резервов, услуг для каждого участника рынка;
- получать адресное распределение потоков и потерь мощности для нагрузочных и генераторных единиц (предприятий) энергетических балансов;
- получать качественные прогнозы электропотребления и графиков нагрузки для различных периодов упреждения;
- получать расчетную схему системы и ее частей, учитывающую участников энергетических балансов и их ограничения.

Все эти задачи решаются на основе оптимизации режимов.

Роль режимных задач в условиях существующего электроэнергетического рынка многократно усилилась по сравнению с теми условиями, которые были в энергетике СССР.

2.4. Оперативно-диспетчерское управление режимами

Оперативно-диспетчерское управление режимами – это организационная структура, которая обеспечивает непрерывное управление совместно работающими энергетическими объектами с соблюдением всех требований к энергоснабжению потребителей. Это многоуровневая иерархическая система, и на каждом уровне управления решаются определенные задачи. В оперативном управлении диспетчера находится оборудование и устройства управления. Диспетчер осуществляет управление с диспетчерского пункта, оснащенного средствами связи со всеми объектами, средствами автоматического управления, вычислительной техникой, системой АСДУ, средствами контроля и управления (рис. 2.9).

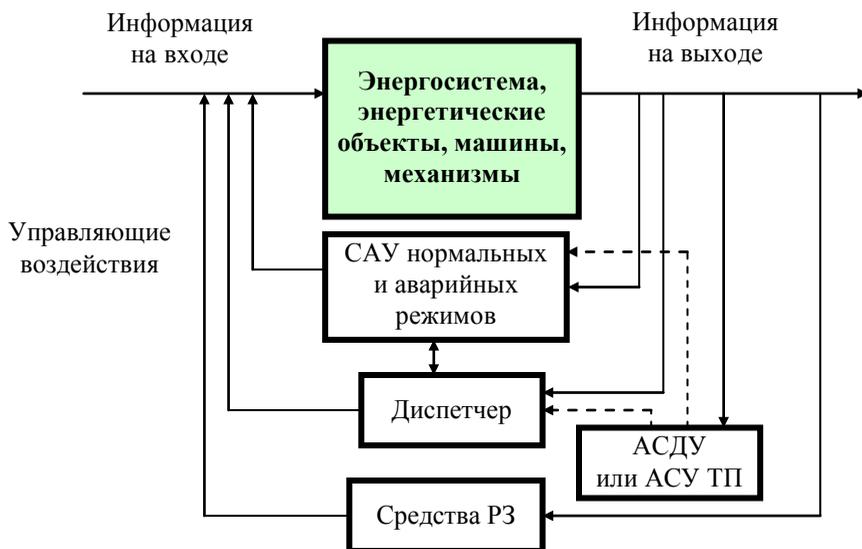


Рис. 2.9. Схема средств и систем оперативного управления режимами

Диспетчерские системы управления в отечественной энергетике сложились в тридцатые годы. Накоплен многолетний и положительный опыт их работы. В настоящее время кроме управления технологическими процессами появились задачи коммерческого управления, которые решаются специальным персоналом диспетчерских пунктов (рис. 2.10).



Рис. 2.10. Пример схемы управления режимами при коммерческом диспетчировании

Диспетчерское управление организовано на основе строгой регламентации всех действий. Используются следующие принципы:

- иерархичность органов управления;
- строгая самостоятельность действий на каждом уровне;
- четкое распределение прав и обязанностей для всего оперативно-диспетчерского персонала;
- строжайшая дисциплина действий.

Диспетчерские подразделения планируют режим системы и ведут непрерывную коррекцию режима по текущей информации.

Основные *технические задачи* диспетчерского управления включают:

- управление балансами мощности и энергии;
- управление перетоками мощности;
- поддержание качества электроэнергии;
- обеспечение надежности энергоснабжения;

- выполнение оперативных переключений в электрической сети;
- вывод оборудования в ремонт и ввод после ремонта;
- ликвидация аварий.

Коммерческие задачи определяются отношениями купли-продажи на электроэнергетическом рынке. Коммерческий диспетчер управляет работой системы в соответствии с договорными отношениями между субъектами рынка или по специальным коммерческим принципам. Он следит за объемом продаж и покупок и принимает решения при их отклонении от договорных величин. Контролирует ограничения потребителей при нарушении платежной дисциплины. Обеспечивает покупателей информацией об изменении цен и объемов продаж.

Права и обязанности технического и коммерческого диспетчера строго регламентированы.

В настоящее время в России отсутствует достаточно полная и эффективная схема коммерческого диспетчерского управления. Имеется три уровня диспетчирования [4]:

- 1) взаимодействие с ОДУ ОЭС;
- 2) взаимодействие с диспетчерскими подразделениями энергосистемы, в том числе и Энергосбытом;
- 3) взаимодействие между техническим и коммерческим диспетчерами в энергосистеме.

Взаимодействие с ОДУ ОЭС. Объединенное диспетчерское управление управляет перетоками в регионе. Каждая ЭЭС предоставляет оперативный план покупки (продажи) электроэнергии и мощности, на основе которых составляется баланс электроэнергии и мощности оптовых продаж в регионе. ОДУ ОЭС согласует региональные балансы с ЦДУ ЕЭС. Таким образом, определяются оперативный график перетока электроэнергии и мощности на каждые сутки, а также плановые значения покупки (продажи) электроэнергии, максимальной рабочей мощности и резервных мощностей. Задача оперативного управления режимами конкретной ЭЭС заключается в том, чтобы выполнять план. Превышение и снижение фактических значений по отношению к плановым (договорным) экономически невыгодно.

Энергосбыт контролирует платежную дисциплину и в случае ее нарушения вводит санкции по ограничению/отключению электропитания потребителей. Энергосбыт дает указания диспетчеру энергосистемы по ограничению потребителей, нарушающих платежную дисциплину. Если функции ограничения/отключения возложены на

другие подразделения, информация по введению санкций, применяемых к неплательщикам, направляется диспетчеру энергосистемы.

Техническое руководство режимами является главным, так как оно обеспечивает нормальное функционирование системой, – это функция технического диспетчера. Коммерческий диспетчер управляет отношениями купли-продажи в соответствии с оперативными планами. Его задача – добиваться выполнения договорных условий. Коммерческий диспетчер может также контролировать экономичность режимов системы. Он дает рекомендации техническому диспетчеру по экономическому управлению режимами, и, если они не противоречат техническим условиям нормальной работы объектов ЭЭС, технический диспетчер должен их выполнять.

2.5. Автоматическое управление режимами

Средства автоматического управления. Остановимся подробнее на средствах и системах автоматического управления. Автоматическое управление – это наиболее прогрессивный способ управления. Однако системы энергетики подвержены множеству случайных воздействий, которые не всегда можно предвидеть, поэтому нельзя заранее рассчитать оптимальную программу управления и невозможно возложить на автоматику все управление. Вместе с тем в энергетике процессы управления глубоко автоматизированы и автоматика играет важнейшую роль и при управлении нормальными режимами и, что очень важно, при управлении аварийными режимами. Процессы протекают на электронном уровне, и человек не способен адекватно реагировать на ситуацию.

Средства и системы автоматического управления САУ можно представить в виде четырех групп по их функциональному назначению.

Технологическая автоматика ТА обеспечивает пуск-остановку агрегатов, перевод из режима генератора в режим синхронного компенсатора и обратно. Технологическая автоматика имеет специальную программу управления и работает на всех станциях. Особенно совершенной она является на ГЭС. От командного импульса на пуск агрегата, который задается человеком, автоматизирован весь процесс до включения агрегата в сеть. За 2–3 мин автоматически включается агрегат мощностью 500...600 МВт. Самый опытный человек не мог бы вы-

полнить эту операцию за такое время. Это создает гидроагрегатам громадные преимущества для регулирования мощности.

Режимная автоматика нормальных режимов обеспечивает загрузку-разгрузку агрегатов по заданной программе. Программа специально рассчитывается для конкретных условий. Если условия меняются, то программа также меняется. Имеется автоматика распределения и регулирования активной и реактивной мощности, напряжения, распределения резервов.

Автоматика противоаварийного управления ПАА обеспечивает специальное управление при тяжелых системных авариях (при нарушении устойчивости, коротких замыканиях).

Релейная защита обеспечивает защиту оборудования от повреждений при авариях. Для задания программы ее действия рассчитываются тяжелые режимы.

Автоматика нормального режима играет большую роль в управлении режимами и обеспечивает непрерывное соответствие между генерацией и потреблением электроэнергии. При достаточно высоком уровне ее исполнения она называется системой автоматического управления работой энергосистем по частоте и активной мощности – САУРЧМ. САУРЧМ может управлять активными мощностями электростанций, энергосистем и объединений. При этом используются другие, более простые средства автоматики, например технологическая. Особенно широко она применяется для управления потоками мощности между энергосистемами, избавляя диспетчерский персонал от этой работы. Программа работы автоматики настраивается в соответствии с графиками перетоков мощности, которые, например, определены коммерческими соглашениями.

Автоматика нормальных режимов может выполнять и станционные функции. На станциях имеется автоматика группового управления активной мощностью, которая обеспечивает оптимальную загрузку агрегатов при работе станции по заданному графику нагрузки. На станциях имеется также автоматика группового регулирования реактивной мощности агрегатов, которая обеспечивает загрузку агрегатов по реактивной мощности в соответствии с заданным графиком напряжения.

Автоматика аварийных режимов. Противоаварийная автоматика (ПАА) обеспечивает повышение устойчивости энергосистем и их надежности. Ее функции могут различаться. Не будем подробно останавливаться на разновидностях ПАА. Одна из лучших систем ПАА

была введена в ОЭС Урала в 1973 г. Основная расчетная авария содержала отключение одной из ЛЭП кольцевой схемы системы. Это приводило к нарушению устойчивости и набросу мощности на другие ЛЭП. Нарушался баланс электроэнергии в так называемых опасных сечениях (всего выделено 6 сечений). Автоматика предусматривает разделение кольца на «здоровую» и «больную» части за счет отключения выключателей в специальных сечениях, через которые протекает минимальный ток. Это позволяет избежать распространения аварии на всю систему. Осуществляется разгрузка генераторов в той части системы, где имеется избыток мощности. Без этого генераторы системы «разгоняются» до недопустимых скоростей. Предусматривается автоматическое отключение нагрузки при недостатке мощности. Таким образом, восстанавливается баланс мощности. ПАА использует все другие средства автоматики по управлению режимами генераторов, турбин, нагрузки. Это очень «умная» автоматика.

Функциональные группы режимной автоматики. Приведем пример функциональной автоматики крупного блока ТЭС. Функциональная автоматика призвана децентрализовать управление очень сложным объектом, каким является крупный блок ТЭС. Без такой декомпозиции процесс управления становится необозримым. Каждая функциональная система имеет свои цели и является локальной системой автоматики. Примерный перечень функциональных систем крупного блока приведен ниже. В нем 21 система. Оперативно-диспетчерский персонал контролирует работу этих систем.

Функциональная автоматика котлов

- Система питания котлов.
- Система подачи твердого пылевидного топлива.
- Система подачи жидкого (газообразного) топлива.
- Система подачи и подогрева воздуха.
- Система розжига растопочных горелок.
- Система удаления и очистки дымовых газов.
- Система управления пароперегревателями.

Функциональная автоматика турбин и вспомогательного оборудования

- Система снабжения смазочным маслом.
- Система снабжения регулирующей жидкостью (аккумуляторный бак, центральный насос).

- Система снабжения паром.
- Система снабжения перегретым паром.
- Управление охладительными установками.
- Управление насосами (конденсатными и др.).
- Управление обессоливающей установкой.
- Управление питательно-деаэрационной установкой.
- Система подогревателей среднего давления.
- Система подогревателей высокого давления.

Функциональная автоматика генераторов

- Система охлаждения.
- Система возбуждения.
- Система синхронизации.

Приведенный пример показывает, сколь сложным объектом является тепловая станция. Чем выше уровень автоматизации технологических процессов, тем эффективнее процесс управления. Автоматика постоянно совершенствуется и внедряется во все этапы технологического процесса.

Наиболее автоматизированным объектом технологического управления являются ГЭС. Это обеспечивает самую высокую надежность гидростанциям по сравнению с другими станциями и дает им возможность выполнять практически все функции, требуемые энергосистемами.

Заключение по главе 2

Схема управления в энергетике постоянно развивается. Особенно большие изменения произошли в блоке организационного управления в связи с изменением форм хозяйствования. Изменились также и другие блоки. От управления зависят результаты всей деятельности ЭЭС, и это требует особого внимания к этим вопросам.

Вопросы для самопроверки

1. *Каковы методологические принципы управления энергетикой?*
2. *Что такое системный подход к управлению? В чем он заключается?*

3. *Что такое программно-целевой подход к управлению? В чем он заключается?*

4. *Почему при построении систем управления энергетикой применяются иерархические принципы? Какие виды иерархии используются в энергетике?*

5. *Какие средства и системы применяются для управления режимами станций и систем? Как они связаны?*

6. *Дайте характеристику организационной системы управления энергетическими предприятиями в современных условиях электроэнергетического рынка.*

7. *В чем заключаются договорные отношения при управлении энергетическими предприятиями на электроэнергетическом рынке?*

8. *Назовите модели управления деятельностью предприятий на рынке.*

9. *Поясните цели и задачи оперативно-диспетчерской системы управления.*

10. *Как определяется взаимодействие технического и коммерческого диспетчеров при управлении режимами?*

11. *Поясните иерархию оперативно-диспетчерского управления режимами ЭЭС.*

12. *Каково назначение и принципы организации оперативно-диспетчерского управления? Какое место отводится оперативно-диспетчерскому управлению в решении режимных задач?*

13. *Какие средства и системы автоматического управления применяются при управлении электрическими станциями и системами?*

14. *Какие функции осуществляет технологическая, режимная и противоаварийная автоматика?*

15. *Дайте общую картину особенностей управления режимами электроэнергетических систем.*

ГЛАВА 3

КОМПЬЮТЕРИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Виды компьютерных систем в управлении режимами ЭЭС. ≈ Краткие сведения о компьютерных системах управления в энергетике. ≈ Техническое обеспечение АСУ. ≈ Информационное обеспечение АСУ. ≈ Математическое обеспечение АСУ. ≈ Пример состава задач, решаемых в АСУ ТП ГЭС. ≈ Задачи АСУ ТП подстанций. ≈ Эффективность АСУ

3.1. Виды компьютерных систем в управлении режимами ЭЭС

Повседневную жизнь людей, управление техникой, технологиями, организацией, информационными потребностями и многое другое сейчас невозможно представить без компьютеров.

В энергетике компьютерные системы начали применяться сразу, как только появились первые ЭВМ, и уже в 70-е годы широко использовались. Наиболее проработанными были следующие системы.

- Управление режимами станций и электроэнергетическими системами в оперативных задачах. Были созданы АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления и АСУ ТП – автоматизированные системы управления технологическими процессами станций, подстанций, сетевых предприятий, отдельных агрегатов (трансформаторов, генераторов, турбин, котлов) и различных машин и механизмов.

Аббревиатура АСДУ и АСУ ТП сейчас не всегда применяется, но суть от этого не меняется. Это были компьютерные системы управления, созданные на той вычислительной технике, которая в то время

имелась. В прошлые годы аббревиатура АСУ была общепринятой и в литературе и в практике. В настоящей книге она также будет использоваться.

- АРМы – автоматизированные рабочие места инженеров и специалистов на основе ПВМ (персональных вычислительных систем) и в составе АСДУ и АСУ ТП. После 1990 года, когда появились персональные ЭВМ высокого класса, АРМы приобрели массовое распространение.

Опыт создания и использования этих систем в течение примерно 20 лет и сейчас не утратил своего значения и является основой компьютеризации управления. Конечно, совершенно изменились вычислительная техника, ее возможности, сервис, но основы алгоритмизации многих режимных задач сохранились.

Современные компьютерные системы позволяют решать сложнейшие задачи управления для объектов энергетики. Их возможности перечислены ниже.

Компьютеризация является одним из главных принципов управления режимами ЭЭС в современных условиях.

На базе современной техники могут быть созданы все виды АСУ для предприятий и объектов энергетики, обладающие широкими возможностями. По существу, только в редких случаях требуется создание специализированных ЭВМ. В прошлом, как правило, создавались специализированные ЭВМ для энергетики.

Состав задач, которые требуется решать в АСУ, расширился, алгоритмы многих задач стали другими, но содержательно большая часть задач сохранилась. Приводя в дальнейшем описание АСУ, мы в основном стремимся отразить содержательную сторону этой системы, а не ее техническое и математическое обеспечение.

Возможности компьютерных средств и систем

- Размерность может составлять более 5000 неизвестных, что позволяет решать любые практические задачи.
- Возможно создание разветвленной архитектуры вычислительной системы, что позволяет включать 1000...2000 объектов управления.

- Возможно создание многопроцессорных систем высокой надежности.
- Нет ограничений по сбору, первичной обработке и хранению внутренней и внешней информации. Имеется доступ в Интернет.
- Возможны стыковки с исполнительными механизмами и работа системы в режиме управления технологическим процессом.
- Получены решения задач в мультипрограммном режиме и решение большого числа задач в темпе протекающего процесса.
- Громадные возможности имеет внутреннее математическое обеспечение по сервисному решению информационных задач и использованию специальных программных пакетов.
- Громадные возможности имеет специализированное внешнее математическое обеспечение по сервисному решению информационных задач с использованием специализированных интерфейсов.
- Совершенствуется грамотность пользователей в использовании компьютерных систем.
- Системы защищены от несанкционированного доступа.
- Предусматривается расширение систем, замена техники, программных средств.

3.2. Краткие сведения о компьютерных системах управления в энергетике

В основном компьютерные системы выполняются в виде распределенной вычислительной сети, в которую включены различные по классу ЭВМ, микропроцессоры и все технические средства ее функционирования. В системе имеются целевые блоки АСУ ТП, АСДУ, АР-Мы, УИС (управленческие информационные системы). Может создаваться единая база данных для всех блоков или локальные базы. Эти вопросы рассматриваются в специальной литературе.

Общие сведения об АСУ. На объектах, на отдельных агрегатах для выполнения отдельных функций, в том числе и для управления режимами, стоят компьютерные системы управления АСУ [2, 4].

Определение АСУ (ГОСТ – 19675 – 74) «АСУ – человекомашинная система, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку ин-

формации, необходимой для оптимизации управления в различных сферах человеческой деятельности».

Традиционно различают два вида АСУ, в которых решается различный комплекс задач. В АСУП (автоматизированных системах управления производством) решаются задачи производственно-хозяйственного деятельности людей. В АСУ ТП (автоматизированных системах технологического процесса) решаются задачи управления технологическим процессом станций, подстанций, блоков ТЭС, агрегатов, систем, машин, механизмов. АСУ ТП и АСУП – это единый информационно-вычислительный комплекс предприятия. Он связан с комплексами более высокого уровня управления, так как в электрической системе процессы производства связаны.

Связь АСУ с более высокими уровнями управления. Если станция входит в энергокомпанию, то ее АСУ является звеном АСУ энергокомпании. Подсистемы АСУ связаны с подсистемами более высоких уровней. Например, АСУ станции связана с подсистемой производства, реализации и распределения энергии (ПРРЭ) (рис. 3.1). В ней имеются четыре звена: АСДУ (автоматизированная система диспетчерского управления), энергоремонт, производственно-техническая деятельность ПХД, энергосбыт. Между этими звеньями и такими же подсистемами АСУ станции имеется обмен информацией.

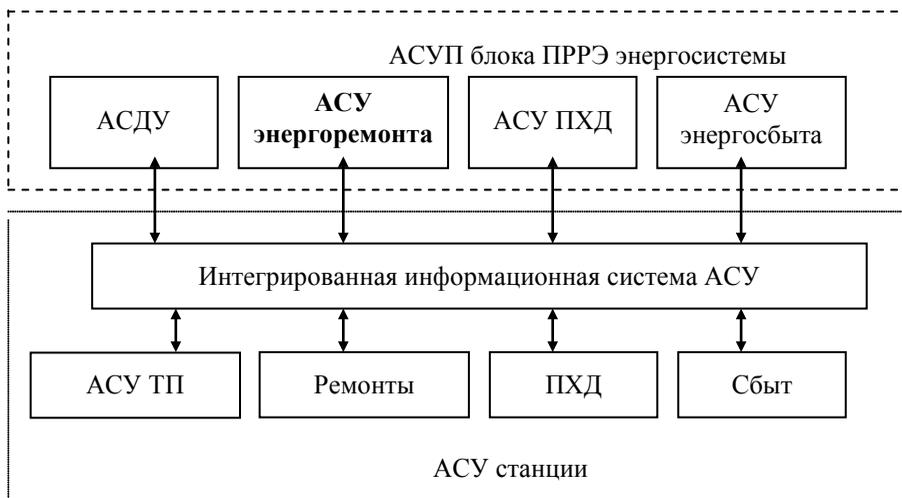


Рис. 3.1. Пример связи целевых блоков АСУ предприятия

Назначение АСУ. АСУ могут быть советующими и управляющими. АСУ, созданные на отечественных электростанциях, работают в основном в режиме советчика. Они представляют информацию персоналу, который использует ее в процессе управления и повышает его эффективность. Советующие АСУ широко применяются в оперативно-диспетчерской деятельности. Советы выдаются по запросу или в автоматическом режиме. Управляющие АСУ непосредственно воздействуют на органы управления объекта.

Составные части АСУ

АСУ имеет определенную содержательную структуру:

- техническое обеспечение – весь комплекс технических средств КТС;
- информационное обеспечение – это состав информации, которая необходима для управления, ее сбор, обработка и хранение;
- математическое обеспечение – комплекс программ, обеспечивающих функционирование АСУ (внутреннее математическое обеспечение) и решение прикладных задач (внешнее математическое обеспечение);
- кадровое обеспечение. АСУ является полноценной системой только при наличии высококвалифицированных кадров, обладающих широкими знаниями в областях вычислительной техники, математики и энергетики.

3.3. Техническое обеспечение АСУ

Комплекс технических средств АСУ – КТС. Независимо от типа ЭВМ можно выделить пять характерных групп специальных устройств.

1. Различные ЭВМ, связанные вычислительной сетью. Чаще всего это распределенная сеть, в которой ЭВМ устанавливаются на отдельных объектах управления ЭЭС (на блоках, турбинах, подстанциях и т. д.). ЭВМ собирает и обрабатывает информацию.

2. Технические средства сбора информации. Информация поступает с измерительных датчиков, которые установлены на машинах, механизмах, в схемах. Передается информация по каналам телемеханики, телеграфным и телефонным. Измеряются аналоговые параметры (токи,

напряжения, мощности, температура и пр.), дискретные параметры (состояние элементов, например «включен» или «отключен»), число-импульсная информация, которая поступает со счетчиков электрической энергии.

Информация может поступать и от человека. Если объект удален от ЭВМ, то используется аппаратура передачи данных с телефонными или телеграфными связями. Эти устройства могут быть пассивными и не иметь специальной ЭВМ для сбора информации. Их называют УСО – устройства связи с объектом. Или активными, когда информация собирается с использованием специальной микропроцессорной техники, а затем вводится в центральную ЭВМ. Это ТВСО – терминалы вычислительной связи.

3. Технические средства отображения информации. Они включают все виды форм отображения, которые традиционно сложились для персонала в энергетике. Информация может выдаваться на дисплеи, цифровые приборы, световые табло, на большие текстовые табло, в виде звуковых сигналов, на печать.

4. Технические средства воздействия на органы управления состоянием объекта. Можно включить или отключить оборудование (выключатели, агрегаты), загрузить или разгрузить его. Это является прямым цифровым управлением.

5. Технические средства общения человека с ЭВМ. Наиболее общими являются современные стандартные средства использования дисплея и клавиатуры ЭВМ. Используется также специализированная клавиатура диспетчера.

6. Межмашинные каналы связи с другими ЭВМ.

Типовой комплекс технических средств (КТС) связан с вычислительными машинами и с устройствами объекта управления: автоматикой, датчиками, исполнительными механизмами и пр. Возможные варианты КТС показаны на рис. 3.2. Ядром системы является управляющая вычислительная машина УВМ. Может быть вариант нерезервируемых связей (вариант *а*). Тогда УВМ связана с одним или несколькими ТВСО и АРМОТ – автоматизированным рабочим местом персонала, осуществляющего управление. К ТВСО подключены измерительные датчики и исполнительные механизмы. К АРМОТ подключены цифровые приборы, дисплеи, главный щит управления ГЩУ, печатающие устройства. Оба блока АРМОТ и ТВСО имеют собственную микропроцессорную технику для предварительной обработки информации перед ее вводом в УВМ. Следовательно, здесь имеется три уровня об-

работки информации. Сначала в устройствах ТВСО, где производится сбор и предварительная обработка информации. Затем информация вводится в УВМ и обрабатывается с использованием программ конкретных задач. Полученные решения поступают в АРМОТ и выдаются оператору. Выдача информации может производиться автоматически (особенно в предаварийных и аварийных режимах), либо информация выдается по запросу. Важным вопросом является системность организации АРМОТ. Пользователь должен иметь специальный интерфейс, позволяющий ему эффективно использовать информацию.

Может быть КТС повышенной надежности, имеющий две параллельные линии: основную и резервную (вариант б). В АСУ ТП обычно принимается такой вариант для обеспечения требований по надежности системы. Возможны модификации показанных схем КТС. Так, ТВСО могут устанавливаться на высоковольтных подстанциях или на каждом агрегате, или на группе агрегатов, на отдельных частях станции, соответствующих главной схеме электрических соединений.

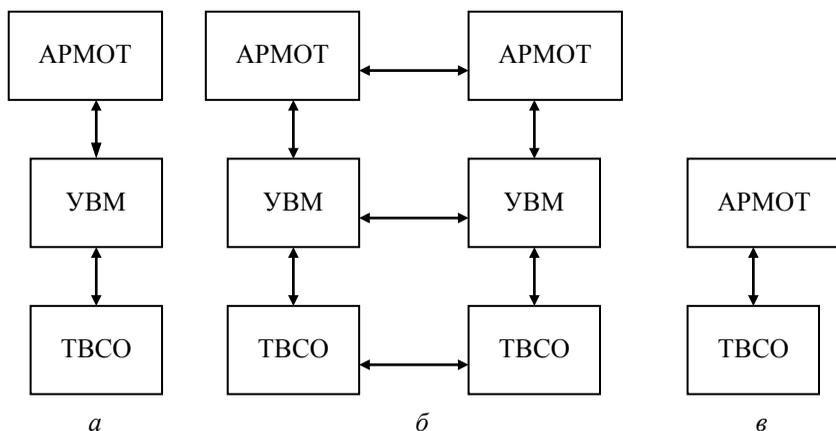


Рис. 3.2. Варианты КТС АСУ ТП:

а – резервируемые КТС, *б* – КТС повышенной надежности,
в – упрощенная схема

Мультимашинные комплексы. На сравнительно крупных станциях АСУ ТП включает комплекс взаимосвязанных ЭВМ. Децентрализация сбора и обработки информации улучшает все параметры системы (надежность, время реакции и пр.). В мультимашинных комплексах управление становится многоуровневым и на каждом уровне решаются

свои задачи. Например, при трех уровнях управление включает следующие задачи:

1) локальное управление параметрами агрегатов, которое осуществляется с использованием микропроцессорных ЭВМ, связанных с устройствами автоматики и исполнительными механизмами;

2) управление агрегатом в соответствии с режимами станции с использованием агрегатных управляющих ЭВМ, связанных с устройствами общестанционной автоматики, средствами оперативно-диспетчерского управления и с ЭВМ агрегатного уровня. Для обеспечения требуемой надежности может быть резервирование ЭВМ на агрегатном уровне;

3) управление станцией или ее частями с использованием общестанционных ЭВМ, связанных с ЭВМ агрегатов. На станционном уровне обычно применяются схемы с резервированием. Применяются двух- или трехмашинные схемы. Работает одна из машин, вторая находится в резерве, а третья используется для развития программного обеспечения АСУ.

Локальные вычислительные сети. АСУ ТП может выполняться в виде рассредоточенной вычислительной сети реального времени. В локальной сети широко используются микроконтроллеры, которые выполняют вполне определенные функции. Для надежности сеть резервируется. Сохраняется и центральная ЭВМ, но она максимальным образом разгружается от задач, характерных для работы отдельных машин и механизмов станции. Центральная ЭВМ организует работу локальной сети, и за ней сохраняются задачи станционного уровня.

К локальным сетям предъявляются определенные требования. Сети должны отвечать требованиям международных стандартов, быть многоканальными, открытыми. Допускать присоединение разнотипных ЭВМ, обладать высоким быстродействием, высокой надежностью. Вычислительные сети в настоящее время получили широкое распространение в различных сферах деятельности.

Общие требования к вычислительным машинам для АСУ

К машинам, которые используются в АСУП, не предъявляется каких-то специальных требований. Это стандартные ЭВМ, обладающие достаточной памятью и быстродействием. Организационная деятельность связана с большими объемами информации и большим документооборотом. Информация поступает из доку-

ментов или генерируется людьми. Скорость обработки информации на несколько порядков меньше, чем в АСУ ТП. Но объемы информации большие, поэтому требуются ЭВМ, обладающие большой памятью.

Машины, пригодные для АСУ ТП, должны обладать особыми свойствами.

- Иметь высокую надежность, соответствующую требованиям к надежности электроснабжения. Нарботка на общий отказ ЭВМ должна быть не ниже 7000 часов. Приходится резервировать отдельные узлы, блоки и даже ЭВМ.

- Должны быть приспособлены к непрерывной работе без остановки даже на профилактику. Это достигается блочно-модульным принципом их выполнения.

- Допускать установку в производственных помещениях вблизи от работающего оборудования.

- Иметь высокое быстродействие для получения решений в темпе процессов, протекающих в энергетике.

- Иметь возможность стыковки с датчиками и исполнительными механизмами.

- Обладать большой оперативной памятью для запоминания всей информации по управлению сложными объектами энергетики.

- Быть простыми для пользователя.

- Быть достаточно дешевыми.

В АСУ ТП используются специализированные и универсальные ЭВМ. Специализированные ЭВМ обычно выполняют не весь набор функций, а только специальные. Например, известны специализированные ЭВМ, которые обеспечивают работу устройств противоаварийной автоматики. От вычислительной техники зависит эффективность АСУ.

Особая роль принадлежит *оперативно-информационному комплексу* (ОИК). ОИК работает в режиме реального времени «on-line». Он обеспечивает автоматический сбор, обработку и отображение информации, проведение расчетов задач оперативного управления, диалоговую форму общения персонала с ЭВМ при решении задач управления, автоматическое воздействие на имеющиеся системы и средства управления и др. Многие АСУ ТП включают только ОИК, так как информация – это база решения всех задач управления.

3.4. Информационное обеспечение АСУ

В энергетике технологический процесс протекает очень быстро и информация быстро стареет. В АСУ ТП имеются соответствующие возможности по быстрому сбору информации. Существуют системы, позволяющие в течение нескольких секунд собирать до 5000 данных, поступающих с датчиков, и за 1–2 с подавать импульс на регулирующие органы. Обрабатывается информация специальным программным комплексом.

Для информационного обеспечения важными являются следующие вопросы:

- источники информации;
- технические средства сбора, обработки и хранения информации;
- математическое обеспечение сбора, обработки и хранения информации;
- информационные модели, алгоритмы и программы решения различных задач (рис. 3.3). Информационное обеспечение требует разработки комплекса информационных моделей для всех задач, решаемых в АСУ.



Рис. 3.3. Схема информационной модели задачи

Сбор и ввод информации от измерительных датчиков. Информация, поступающая из документов, вводится стандартными способами, которые не имеет смысла рассматривать. Информация, поступающая с датчиков, отражает текущее состояние объекта управления, и к ней предъявляются особые требования по надежности и своевременности. Это требует специальных решений по ее сбору и обработке.

Датчики можно разделить на датчики непрерывных и дискретных сигналов. Датчики непрерывных сигналов выполнены на базе аналого-

вых элементов и могут измерять постоянный ток, напряжение постоянного и переменного тока, ЭДС и другие параметры. Они используются для непрерывных измерений режимных параметров. Аналоговые датчики могут быть числоимпульсными, например счетчики электроэнергии. Датчики дискретных сигналов отражают позиционное состояние аппаратов «включен – отключен». На крупной станции число аналоговых измерений составляет 1000 параметров и больше, а число дискретных несколько сотен.

Система обтекающего контроля (рис. 3.4). Для получения информации с датчиков используется обтекающий контроль. Все датчики разбиты на однородные группы и подключены к быстродействующему

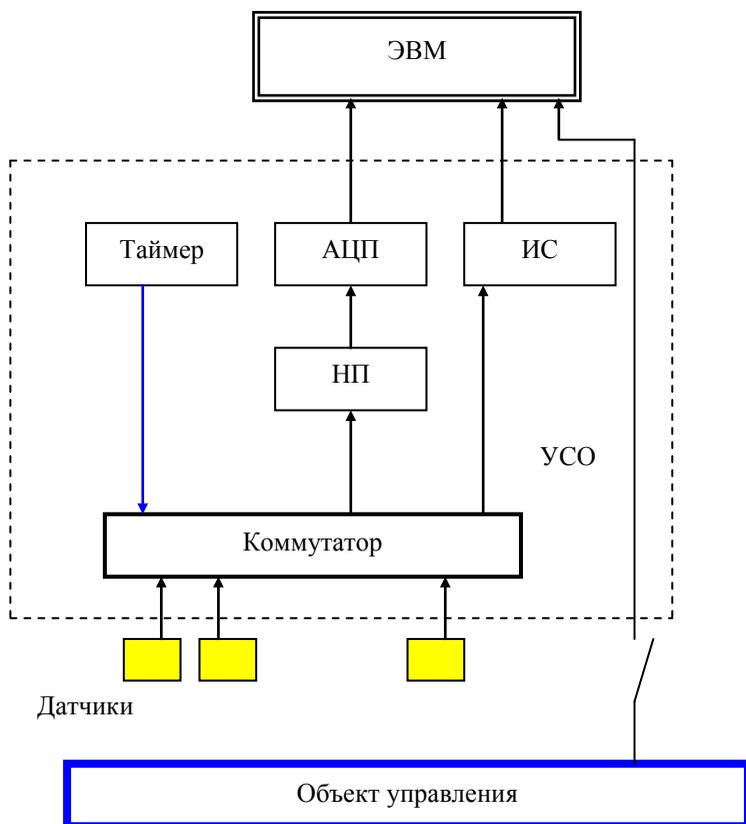


Рис. 3.4. Схема сбора информации с датчиков

коммутатору. Имеется УСО – устройство связи с объектом, с помощью которого информация от датчиков поступает в ЭВМ. Автоматически по команде, поступающей от «таймера», датчики опрашиваются. Чтобы информация не потеряла своей ценности и не устарела, опрос должен быть быстрым. Обычно требуется опросить все датчики за несколько секунд. Во время опроса ЭВМ не может выполнять другие задания, поэтому для сбора и обработки информации используется специальный многомашинный комплекс ОИК.

Все измерения, поступающие с датчиков, нормируются к унифицированным сигналам и затем подаются на аналогово-цифровой преобразователь АЦП. От АЦП информация в цифровом виде поступает в ЭВМ. В ЭВМ последовательно передаются данные от первого до последнего датчика, и после этого по команде таймера начинается новый опрос. Могут поступать также инициативные сигналы по командам от задач или подсистем АСУ, человека.

При циклическом опросе с помощью программных средств предусматривается защита от сбоя ЭВМ и от недостоверных измерений.

Первичная обработка информации производится в ОИК программными средствами внутреннего математического обеспечения и осуществляет:

- проверку достоверности;
- сглаживание информации для устранения случайных «выбросов»;
- сжатие информации для формирования массивов данных.

Достоверность проверяется различными способами. Например, предполагается, что в силу инерционности технологический процесс не может меняться так быстро, как производится опрос датчиков. Поэтому два соседних измерения сравниваются:

$$|X_{it} - X_{it+1}| \leq \Delta. \quad (3.1)$$

Повышается достоверность также с помощью избыточности измерений, когда одна и та же величина измеряется дважды, или измерение сопоставляется с данными косвенного расчета того же параметра. Все недостоверные данные «бракуются», и данные о неисправности датчика поступают персоналу.

Сглаживание информации сопровождается ее осреднением на определенном отрезке времени или фильтрацией. Чаще всего применяется экспоненциальное сглаживание, при котором

$$X_{t+1}^* = \gamma X_t^* + (\gamma - 1) X_{t+1}. \quad (3.2)$$

Звездочкой отмечены сглаженные величины, γ – константа сглаживания, причем чем больше величина γ , тем больше вес предыдущего значения. Величина γ подбирается эмпирически с учетом возможных случайных бросков измеряемых величин.

Сжатие информации обеспечивает рациональное использование ресурса ЭВМ. Если новая величина, полученная после сглаживания, мало отличается от старой, то без пересчета предыдущее значение засылается на место новой, т. е. проверяется условие:

$$\left| X_{t+1}^* - X_t^* \right| \leq \Delta_{сж}. \quad (3.3)$$

Величина $\Delta_{сж}$ – это коэффициент чувствительности, который различается для разных режимных параметров. Существует несколько способов выбора масштаба сжатия информации, так как это определяет загрузку ЭВМ по обработке информации.

Кроме рассмотренных в систему первичной обработки информации входят и другие операции, например, линейаризация измерений, масштабирование, прогнозирование и др. Вся система обеспечивает получение надежной и достоверной информации.

Особыми являются задачи регистрации информации при авариях. Непрерывно с дискретностью в несколько микросекунд регистрируются важнейшие параметры, очередность действий средств РЗ и А, действия оперативно-диспетчерского персонала. Это позволяет получить полноценную картину аварии и действий средств и систем управления и персонала.

Вторичная обработка информации заключается в том, чтобы представить ее в таком виде, как это необходимо для процесса управления. Основные задачи вторичной обработки информации:

- составление, проверка и обновление рабочих массивов информации;
- осреднение измеряемых величин в соответствии с требованиями различных задач управления;

- контроль выхода технологических параметров за допустимые пределы;
- регистрация параметров.

Контроль выхода технологического параметра за допустимые пределы. В нормальных условиях на технологические параметры накладываются ограничения:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max} . \quad (3.4)$$

Если контролируемый параметр X вышел за допустимые пределы, то на печать выдаются номер датчика, время начала и конца нарушения ограничения, максимальное значение параметра.

Осреднение режимных параметров. Все измерения с датчиков помещаются в информационную базу после первичной обработки информации. Для хранения значений контролируемых параметров отводится определенный объем памяти. Периодичность измерений параметров 10...15 с. Такая подробная информация требуется только для анализа аварийных режимов. В предаварийных и аварийных ситуациях сохраняется и регистрируется вся информация, которая получена при опросе датчиков. Для анализа нормальных режимов достаточно иметь информацию на интервалах 15 мин – 1 час. Поэтому с определенной периодичностью информация осредняется и располагается в массивах, которые отведены для ее хранения. Чаще всего вначале информация осредняется на интервале 30 мин, а затем на интервале 1 час. Часовые значения относятся к информации длительного хранения. Для информации длительного хранения отводятся специальные массивы, причем только часть этой информации, например за сутки, занимает оперативную память.

3.5. Математическое обеспечение АСУ

Сама вычислительная система имеет внутреннее математическое обеспечение. Оно обеспечивает сбор и обработку информации, мультипрограммный режим работы системы, упорядоченное решение различных задач в соответствии с их приоритетом, параллельную обработку информации, формирование отчетных документов, общение человека с системой и многое другое. АСУ в энергетике – это очень совершенные компьютерные системы управления, что определяется их

внутренним математическим обеспечением. Отметим, что при создании АСУ на математическое обеспечение тратится денег в 2–3 раза больше, чем на технику. Интересно высказывание Билла Гейта, владельца компании Майкрософт. В одном из интервью он сказал, что если от него уйдут 20 ведущих работников, занятых математическим обеспечением, то корпорация потерпит крах.

Внешнее математическое обеспечение включает программы расчета различных задач управления (режима сетей, оптимальных балансов мощности, покупной или проданной энергии и пр.).

Без математического обеспечения АСУ это не система, а отдельные ЭВМ.

3.6. Примеры задач, решаемых в АСУ ТП ГЭС

Дадим некоторые примеры решения основных задач, поскольку в полном объеме этот вопрос рассмотреть невозможно. Задач много, и они очень разнообразны [3]. Не все приведенные задачи направлены на оптимизацию режимов, но косвенно они связаны с режимами. Приведенные примеры показывают, что на энергетических объектах компьютеризация распространяется на большую часть задач управления.

Задача сбора и обработки информации – это типовые задачи, и они существуют в АСУ ТП всех объектов энергосистем – ГЭС, ТЭС, СП, ПС и пр.

Задачи управления режимами. В АСУ ТП ТЭС имеются задачи оптимизации режима энергоблока, управления режимом напряжения и реактивной мощности, формирования теплового баланса станции, расчета КПД, расчета технико-экономических показателей, расчета движения топлива.

АСУ ТП ГЭС

В АСУ ТП ГЭС ведется оптимизация режима использования водных ресурсов водохранилища, определение оптимального состава и режима агрегатов, регулирование напряжения, расчет технико-экономических показателей. Они были реализованы в АСУ Красноярской ГЭС. Сейчас они другие, и их надо воспринимать только как иллюстрацию для понимания материала. АСУ – динамичная система и в ней всегда меняется состав задач и алгоритмы их решения.

Каждая часть АСУ организуется в виде комплекса подсистем с определенным составом задач.

В АСУ ТП ГЭС включаются следующие подсистемы:

- информационное обеспечение управления;
- управление активными мощностями агрегатов и станции;
- управление режимом напряжения и реактивными мощностями станции и агрегатов;
- управление составом и режимом агрегатов, которые могут работать в режиме генератора ГР и синхронного компенсатора СК;
- задачи регулирования технологического процесса – это задачи оперативно-диспетчерского управления;
- регистрация параметров в аварийных условиях;
- управление оборудованием высоковольтной подстанции – АСУ подстанции;
- противоаварийное управление (ПАА);
- диагностика состояния оборудования;
- контроль состояния гидротехнических сооружений;
- документирование управления.

В АСУП включаются задачи организационно-экономического управления. Число подсистем АСУП определяется сферами производственной деятельности и организационной структурой управления станцией. Чаще всего имеются следующие подсистемы АСУП:

- управление производственно-технической деятельностью;
- управление энергоремонтами;
- материально-техническое снабжение;
- экономическая деятельность;
- труд и кадры;
- бухгалтерский учет;
- маркетинг;
- сбыт продукции;
- финансы;
- общее управление.

Информационные задачи. Информационные задачи рассмотрены ранее. Остановимся только на регистрации аварийных режимов ГЭС – программе РАС. Программа РАС решает важнейшую задачу контроля хода аварий. Цель регистрации – получить информацию о процессах возникновения, развития аварии и ликвидации. На основе этих данных

можно видеть последовательность и режим работы оборудования, автоматики и релейной защиты, определить и оценить действия оперативного персонала. РАС работает на интервале 10...15 мин после начала аварии. При развитии аварии допускается наложение нескольких разновидностей аварий и их последовательная регистрация.

Суть работы РАС сводится к ускоренной регистрации и выдаче на печать показаний аналоговых и дискретных датчиков и процедур с ключами управления. Все сигналы привязаны к астрономическому времени. Пусковым органом РАС являются выходные реле технологических защит. РАС может запускаться также при нарушении определенных ограничений. Недостатком РАС является то, что она может начать работать при ложном срабатывании устройств РЗ и А. При работе РАС важно не испортить массив данных предаварийной ситуации, который хранится в памяти ЭВМ после первичной обработки информации. Как уже говорилось, это данные примерно на 30-минутном интервале.

РАС исключает малоинформативную информацию для облегчения последующего анализа хода событий. Если параметр существенно меняется в процессе аварии, то он сохраняется и печатается. Если параметр сначала существенно меняется, а затем достигает установившегося значения, то на печать выводится только активная зона его изменения и указываются его установившееся значение и время стабилизации. Те параметры, которые не изменились существенно во время аварии, лишь перечисляются. На время работы РАС блокируются малоответственные задачи.

Задачи управления технологическим процессом в АСУ ГЭС. С большими упрощениями рассмотрим содержание управления технологическим процессом ГЭС. С верхних уровней управления задаются задания по режиму станции. Они учитываются при разработке оперативных и текущих планов управления режимами. Оперативный план включает графики нагрузки, резерв мощности, графики напряжения и требования к режиму. Диспетчерская служба станции примерно с суточной заблаговременностью наметит мероприятия по выполнению планов. Определяются все технические мероприятия: намечается схема электрических соединений станции, выбирается состав работающих и резервных агрегатов, намечается вывод оборудования в текущий и капитальные ремонты, определяются потребные ресурсы. В процессе управления плановые расчеты реализуются с использованием средств

диспетчерского и автоматического управления. Состав агрегатов вводится с использованием технологической автоматики. Средства автоматического регулирования активной и реактивной мощности (режимная автоматика) обеспечивают распределение нагрузки между агрегатами и поддержание параметров по напряжению и частоте в заданных пределах. Средства релейной защиты обеспечивают защиту. Имеется комплекс средств контроля, регистрации и отображения информации. Изложенный комплекс задач является традиционным и хорошо освоен в практике.

Осуществляется регулирование технологического процесса ГЭС, т. е. регулирование активной и реактивной мощности агрегатов и станции. Алгоритмически имеется три подсистемы АСУ ТП (рис. 3.6): рационального управления составом агрегатов РУСА; группового регулирования активной мощности агрегатов ГРАМ; группового регулирования реактивной мощности ГРРМ.

В РУСА решается задача оптимизации состава работающих агрегатов. При изменении нагрузки станции состав может измениться, и на основе методов внутростанционной оптимизации решается задача включения оптимального состава. При изменении активной и реактивной мощности меняется распределение нагрузки между агрегатами, которое назначается по условиям наивыгоднейшего распределения нагрузки. Через подсистему РУСА управляющие сигналы передаются на технологическую автоматику ТА. Через подсистемы ГРАМ и ГРРМ осуществляется воздействие на групповую автоматику регулирования активной и реактивной мощности. В подсистемах предусматриваются все необходимые логические возможности воздействия на режим станции. Подсистема ГРАМ воздействует на агрегаты через автоматику регулирования мощности (оборотов) РО. Подсистема ГРРМ воздействует на агрегаты через автоматику регулирования возбуждения РВ.

Регулирование технологического процесса осуществляется на основе оптимизационных алгоритмов, надежность управления повышается за счет программного резервирования средств автоматики, автоматически программными средствами поддерживается работа станции по заданному графику нагрузки и напряжения. В АСУ значительно расширяются функции автоматики. Подсистема ГРАМ может вести групповое регулирование на отдельных частях станции, что расширяет функции групповой автоматики. Подсистема ГРРМ программными средствами может поддерживать график напряжения на шинах разного

класса напряжения и на отдельных частях станции. Подсистема РУСА обеспечивает поддержание заданного резерва по активной и реактивной мощности. Все это повышает эффективность регулирования технологического процесса.

Задачи диагностики

Диагностика эксплуатационного состояния агрегатов. Диагностические методы оценки технического состояния агрегатов позволяют оценить надежность их работы. С учетом реального состояния агрегатов оценивается период их безотказной работы и планируются ремонты.

Система диагностики в АСУ имеет два уровня. На нижнем – непрерывно по данным измерений различных параметров оценивается состояние каждого агрегата. Параметры накапливаются, измеряются, оцениваются в динамике. Кроме данных измерений используются данные испытаний, осмотров, ремонтов, ревизий, сведения об отказах. Используя специальные модели старения, по этой информации прогнозируют состояние агрегата.

Решение задач диагностики увеличивает объем измерений. Для диагностической оценки используются показания датчиков: температура сегментов подпятника и подшипников, температура меди и стали генераторов, температура масла трансформаторов, вибрация элементов гидроагрегата, показания предупредительных защит, ресурс использования электротехнического и коммутационного оборудования, продолжительность работы после ремонта и пр. Возрастает роль вибрационной диагностики. При вибрационной диагностике используются данные о резонансной частоте, состав гармоник (особенно кратных частоте вращения ротора).

Надежность оценивается экспертным путем. Для этого вводится условная оценка $D(\Phi)$ диагностических факторов Φ . Если величина $D(\Phi) \geq D_{\max}$, то надежность агрегата считается недостаточной. Факторы в процессе работы агрегата меняются, причем часто случайно. Наблюдение за ними и оценка позволяют выявить симптомы снижения надежности и оценить эксплуатационное состояние агрегата.

Экспертная оценка эксплуатационного состояния агрегата требует разработки специальной методики экспертного анализа. Необходимо из множества параметров, характеризующих состояние агрегата, отобрать существенные факторы, классифицировать и оценить их. Методика экспертного анализа зависит от содержания диагностической задачи.

Приведем некоторые примеры. Рассмотрим оценку эксплуатационного состояния агрегата по количеству и составу срабатываний предупредительных защит. Имеется большое количество предупредительных защит, которые работают на сигнал при достижении параметром граничного допустимого значения. Например, предупредительные защиты блока генератор – трансформатор составляют 100...150 наименований.

Вначале формируется список факторов Φ . Для этого необходимо выявить все защиты, отобрать важнейшие для общего эксплуатационного состояния агрегата, оценить их в условно количественном измерении (присвоить им веса). Субъективно оценить большое количество совершенно разноплановых защит нельзя, поэтому эксперты отбирают только те, которые несут важную информацию о надежности агрегата. Иногда удается оценить их в именованных единицах, характеризующих надежность. Чаще всего в списке диагностических факторов остается 10...15 наименований предупредительных защит. Вес фактора определяется с использованием обычных приемов получения условно-количественных оценок при экспертном анализе.

Диагностическая оценка температурного режима оборудования. Температурный режим подвергается систематическому и строгому контролю. Приведенный пример (табл. 3.1) показывает, что из 10 факторов 4 – температурные. В АСУ показания температурных датчиков регулярно фиксируются, и можно оценить процесс изменения температуры во времени. Если процесс говорит об ухудшении температурного режима, то надежность агрегата снижается. Эксплуатация агрегата при таком процессе сопряжена с риском. Статистические данные позволяют определить вероятность нарушения температурных ограничений. Если риск нарушения температурных ограничений

$$R_j = \max \{p_{ij}\} \geq R_{\text{доп}}, \quad (3.5)$$

то персонал должен принимать решение о возможности работы этого агрегата. Здесь i – номер контролируемого объекта; j – номер контролируемого параметра.

Диагностическая оценка состояния агрегата по времени его использования. Время работы характеризует старение агрегата. Общее время работы после капитального ремонта является косвенной характеристикой старения. С течением времени увеличивается износ тур-

бинного оборудования, уменьшается надежность коммутационной аппаратуры, стареет изоляция генератора и пр. Считается, что интенсивность износа всего агрегата во времени меняется по экспоненте. Тогда риск работы агрегата

$$R_{\text{изн } i} = \exp(t_{\text{раб}}^k), \quad (3.6)$$

где $t_{\text{раб}}$ – время работы агрегата; k – показатель степени экспоненты. Если

$$R_{\text{изн } i} > R_{\text{доп.изн } i}, \quad (3.7)$$

то надежность агрегата понизилась ниже допустимой величины $R_{\text{доп.изн } i}$ и это надо учитывать при его использовании.

Ресурс агрегата можно также учитывать в зависимости от его рабочей мощности на интервале наблюдений T :

$$r_T(N) = \frac{\Delta R_T(N)}{\Delta R_T(N_{\text{ном}})} \leq \varepsilon_r, \quad (3.8)$$

где $\Delta R(N)$ – расход ресурса при работе агрегата со средней мощностью на интервале наблюдения; $\Delta R(N_{\text{ном}})$ – расход ресурса, соответствующий номинальной мощности $N_{\text{ном}}$; ε_r – допустимое значение использования полного ресурса.

Иногда учитываются время работы агрегата и его мощность одновременно.

Диагностическая оценка вибрационного состояния агрегата. Эта задача в АСУ ТП (рис. 3.6) решается значительно полнее и содержательнее, чем при обычных методах контроля. Из эксплуатационной практики известно, что примерно 90 % повреждений на агрегатах связаны с недопустимыми вибрациями. При вибрации возникают изгибы вала агрегата, нарушается соосность вала и подшипников, уменьшаются зазоры во вращающихся частях турбины, увеличивается пульсация давления в проточной части турбины, меняются параметры электромагнитных и электромеханических процессов в генераторе и др. На агрегате имеются штатные датчики вибрации. Они устанавливаются на обмотках статора и ротора, сердечнике и корпусе статора, стальных конструкциях ротора, несущей крестовине агрегата, подшипниках, крышке турбины, подпятнике и др.

В АСУ вибрационный контроль ведется непрерывно. Предусматриваются сбор информации, ее обработка и анализ. При недопустимых вибрациях подаются предупредительные и аварийные сигналы. Ведутся наблюдения за вибрацией и ее процессом во времени. Состояние вибрации непременно сообщается персоналу и учитывается при управлении агрегатами. Аварийность агрегатов существенно понижается.

Противоаварийное управление. На многих гидростанциях установлена противоаварийная автоматика системы, на базе которой в АСУ ТП создана специальная подсистема ПАА. Устройства противоаварийной автоматики обеспечивают:

- автоматическое управление режимами ГЭС с целью сохранения устойчивости системы;
- автоматическое предотвращение асинхронного хода генераторов;
- автоматическое ограничение отклонений частоты и напряжения сверх допустимых пределов.

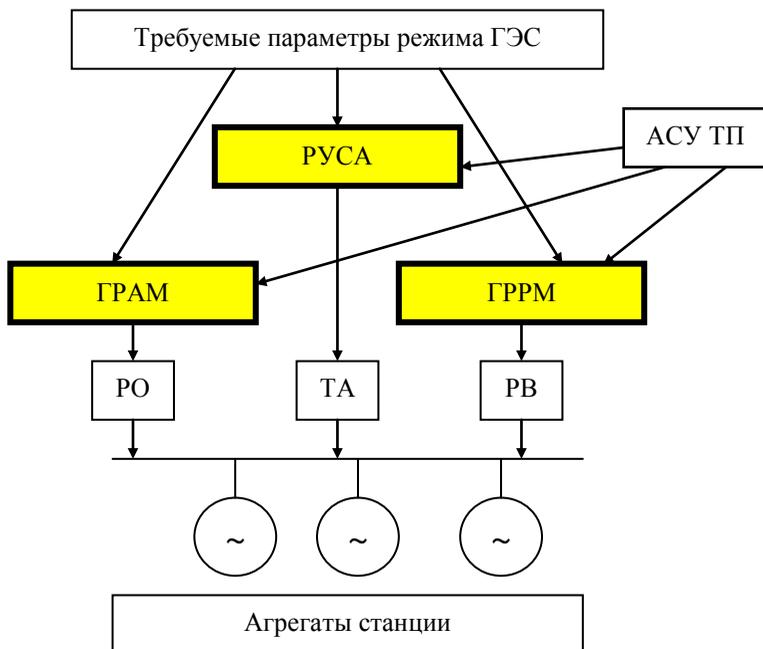


Рис. 3.6. Схема регулирования технологического процесса в АСУ ТП ГЭС

Эффективность решения всех названных задач в АСУ повышается. Покажем это на примере первой задачи. В аварийных условиях может нарушиться баланс активных мощностей системы. Для сохранения баланса отключается часть агрегатов станции, подключенных к устройствам ПАА. Сохранение устойчивости системы зависит от точности соблюдения баланса. Без расчетов на ЭВМ порядок отключения агрегатов жесткий и потому неоптимальный.

При аварии возникает необходимость отделить аварийную часть системы от «здоровой». Для этого система разделяется на части. В ПАА традиционно жестко фиксируется сечение деления. В подсистеме ПАА, которая работает в АСУ, сечение деления выбирается таким образом, чтобы ток через него был близок к нулю. При этом будет минимальная разбалансированность частей системы, что способствует сохранению ее устойчивости. Подсистема ПАА – это яркий пример эффективности АСУ ТП.

Расчет и контроль технико-экономических показателей станции. ТЭП отражают эффективность использования ресурсов и оборудования станции. Состав ТЭП разнообразен. Расчеты производятся с требуемым осреднением: за минуты, часы, сутки и большие периоды. По этим данным оценивается и работа персонала.

Одним из важнейших является показатель удельного расхода ресурса, например воды, на выработанную или отпущенную электроэнергию. Удельный расход на отпущенную электроэнергию

$$q_{уд} = \frac{W}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{с.н}}, \quad (3.9)$$

где W – сток воды за определенный период; \mathcal{E} – выработанная электроэнергия; $\mathcal{E}_{с.н}$ – потребления электроэнергии на собственные нужды станции.

Величины выработанной электроэнергии и потребления на собственные нужды определяются по показаниям счетчиков электроэнергии, как числоимпульсная информация. Значительно сложнее определить сток. Обычно для расчета используются энергетические характеристики агрегатов или станции.

Таблица 3.1

**Условно-количественные (весовые) оценки предупредительных защит,
характеризующих эксплуатационное состояние агрегатов
Новосибирской ГЭС**

№ пп	Наименование предупредительной защиты	Весовые показатели, %
1	Температура подпятника генератора выше нормы	7,93
2	Короткое замыкание в цепи ротора	7,63
3	Температура подшипника генератора выше нормы	7,6
4	Температура масла в ванне подпятника выше нормы	6,86
5	Понижение уровня изоляции обмотки статора	6,72
6	Температура охлаждающего воздуха генератора выше нормы	5,87
7	Температура масла трансформатора выше нормы	5,7
8	Давление масла в МНУ системы регулирования мощности ниже нормы	5,44
9	Сработка газовой защита трансформатора	5,3
10	Уровень масла в ванне подпятника ниже нормы	4,85

Постоянно ведется анализ ТЭП. Это повышает эффективность процесса управления. Цель анализа – выявить звенья и цепочки технологического процесса, которые снижают эффективность.

На примере удельного расхода воды покажем содержание анализа. Различаются три величины удельного расхода: фактический (индекс «ф»), нормативный (индекс «н») и приведенный к фактическим условиям работы за отчетный период («пр»). Приведение произво-

дится к параметрам, не зависящим от деятельности персонала. Например, к среднему напору, или к влиянию сгонно-нагонных ветровых изменений уровня и пр.

Если

$$\Delta q = q_{\text{пр}} - q_{\text{фак}} > 0, \quad (3.10)$$

то на станции получена экономия стока. Тогда проводится анализ составляющих экономии. Вся экономия раскладывается на составляющие

$$\Delta q = \pm \Delta q_1 + \Delta q_2 + \dots + \Delta q_i, \quad (3.11)$$

каждая из которых характеризует потерю (–) или экономию (+) стока. Это определяется сравнением приведенных и нормативных величин для каждой составляющей

$$\Delta q = q - q_{\text{н}}. \quad (3.12)$$

По значениям Δq оценивается работа персонала, отвечающего за данный агрегат или процесс.

Рассмотренная задача приобретает новое звучание при коммерческом управлении. Она позволяет проводить стратегию управления издержками, снижать цены, повышать объем продаж. Без этой задачи нельзя реализовать внутрифирменный хозрасчет и правильное планирование.

3.7. Задачи АСУ ТП подстанций

АСУ ТП сейчас широко применяются на системных крупных подстанциях напряжением 220...500 кВ и в меньшей степени на подстанциях 10...110 кВ. Применение вычислительной техники при управлении подстанциями повышает надежность электроснабжения, снижает эксплуатационные издержки, уменьшает потери электроэнергии в сетях, повышает качество электроэнергии по напряжению и оперативность обслуживания оборудования подстанций.

Информационные задачи решаются в полном объеме. Осуществляются сбор информации с датчиков, проверка достоверности текущих измерений, производятся регистрация параметров режима, их осреднение, сигнализация отклонения параметров от допустимого или заданного значения и др. ЭВМ автоматически регистрирует режимные параметры в форме отчетных документов, накапливает архив и ведет точную диспетчерскую ведомость. Автоматически регистрируется срабатывание защит и автоматики, выполнение оперативных переключений. Из приведенного видно, что информационные задачи на подстанциях достаточно традиционны и мало отличаются от таких же задач на станциях. Но имеются и специфические задачи, определяемые особенностями электротехнического оборудования

Управление трансформаторами с регулированием под нагрузкой (РПН). Для трансформаторов диагностируется температурный режим (рис. 3.7) и уровень напряжения. Для регулирования напряжения с использованием устройств РПН предусматриваются конструктивно аналоговые схемы. Стыковка их с ЭВМ позволяет получить ряд преимуществ. Появляется возможность адаптивного регулирования напряжения, которое уменьшает зону нечувствительности, изменяет выдержки времени и статизма в зависимости от условий работы оборудования. Проверяется диапазон регулирования напряжения, выявляется опасность перевозбуждения, контролируется допустимая область работы, рассчитывается располагаемая реактивная мощность. Контролируются исправность цепей регулирования и предельные значения напряжений на неуправляемой стороне трансформатора.

Если происходит регулирование напряжения, то ЭВМ рассчитывает коэффициент трансформации и определяет число ступеней регулирования. Может решаться задача группового регулирования напряжения, например разных групп трансформаторов по своим законам регулирования. ЭВМ может одновременно менять коэффициенты трансформации параллельно работающих трансформаторов. Это исключает броски уравнивающих токов и облегчает условия работы контактной системы.

Решаются задачи диагностики. При каждом переключении регулирующего устройства подсчитывается ресурс контактной системы и оценивается ее износ. Это позволяет своевременно ремонтировать контактную систему, увеличивает межремонтный период оборудования, позволяет лучше использовать трансформаторы с РПН.

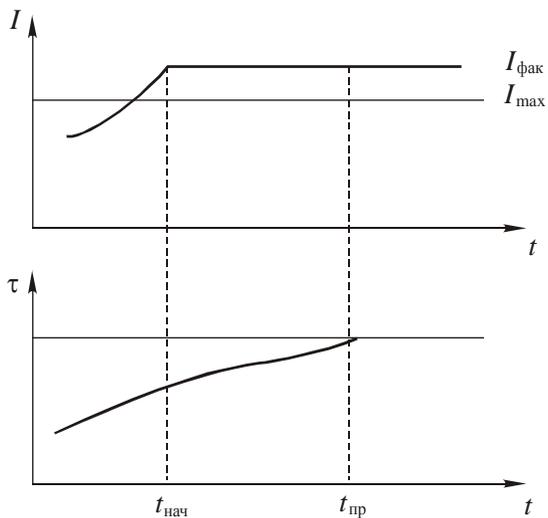


Рис. 3.7. Контроль теплового режима трансформатора

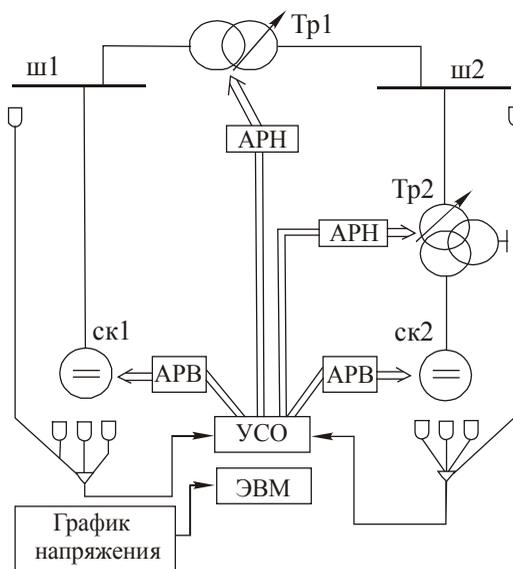


Рис. 3.8. Схема управления в АСУ реактивной мощностью и напряжением подстанции

Контроль за перегрузкой трансформатора. Силовые трансформаторы подстанций обладают значительной перегрузочной способностью. Продолжительность работы с перегрузкой зависит от параметров предыдущего режима и величины перегрузки. Если дежурный персонал работает без соответствующих расчетов на ЭВМ, то обычно перегрузочные возможности трансформаторов используются достаточно осторожно и не в полной мере. В АСУ ТП ПС возможности решения этой задачи расширяются.

Процесс контроля организуется следующим образом (рис. 3.7). Пусть ЭВМ зафиксировала перегрузку трансформатора в момент времени $t_{\text{нач}}$. Перегрузка сопровождается ростом температуры масла трансформатора. ЭВМ рассчитывает рост температуры и вычисляет прогноз повышения температуры. До времени $t_{\text{пр}}$ рост температуры не превышает допустимой величины. Этот контроль осуществляется непрерывно, и при повышении температуры масла до допустимого значения выдается соответствующее сообщение дежурному персоналу. Процесс контроля сохраняется до тех пор, пока трансформатор работает с перегрузкой.

Адаптивное управление коммутациями. С помощью ЭВМ можно более рационально управлять работой выключателей. Например, при трехфазном АПВ (автоматическом повторном включении) наиболее благоприятным для выключателя является режим его включения при переходе напряжения через нуль. Для этого анализируются данные, получаемые при первичном опросе датчиков. Эти данные экстраполируются, и находится время, соответствующее нулевому напряжению. В это время (с учетом собственного времени работы выключателя) выключатель включается. Такой способ снижает коммутационные перенапряжения и уменьшает износ контактной системы выключателя. После работы выключателя рассчитывается ресурс его использования, что позволяет организовать диагностический контроль.

При однофазном АПВ момент включения определяется моментом погасания дуги и необходимым временем деионизации камеры. Эти данные также получают с помощью ЭВМ.

Составление бланков переключений. При операциях с коммутационными аппаратами (выключателями и разъединителями) составляется бланк оперативных переключений. На нем отражается вся последова-

тельность действий дежурного персонала. Эта задача решается традиционно только с использованием соответствующего инструктивного материала. В АСУ она решается автоматизированно. При этом используются идеи искусственного интеллекта и определенный алгоритм расчета. Задача составления бланка переключений имеет достаточно сложную логику, но она успешно решена в АСУ ПС. Дежурный персонал получает дополнительный материал, который приводит к повышению надежности работы подстанции при оперативных переключениях.

Управление реактивной мощностью подстанции. На подстанциях могут устанавливаться источники реактивной мощности – синхронные компенсаторы СК и батареи статических конденсаторов БСК. Они используются в плановом порядке при заданном графике напряжения ПС или оперативно по команде диспетчера системы.

Схема управления (рис. 3.8) включает групповое управление возбуждением синхронных компенсаторов, которое ведется по заданному графику напряжения на ПС. Регуляторы напряжения АРН работают на основе информации о напряжении на ПС, которая через УСО поступает в ЭВМ. Используется также информация о напряжении ближайших к подстанции узлов сети. ЭВМ по этим данным рассчитывает уставки регуляторов возбуждения АРВ и производит групповое управление источниками реактивной мощности. Управляющие сигналы учитывают заданный график напряжения, пуск или останов СК или БСК, режим трансформаторов связи между секциями подстанции.

Оценка износа оборудования. Эта диагностическая задача уже частично рассматривалась. На основе определенных моделей старения оценивается ресурс оборудования подстанции (выключателей, разъединителей, трансформаторов, СК, БСК). Данные о состоянии оборудования используются при составлении графиков проведения ремонтных работ.

Задачи энергосбережения. С использованием ЭВМ можно успешно решать задачи контроля за потерями электроэнергии в трансформаторах и механизмах собственных нужд. На крупных подстанциях потребление электроэнергии на собственные нужды равно примерно потреблению крупного промышленного предприятия. При контроле снижается потребление электроэнергии на освещение, отопление, работу компрессоров, различных двигателей.

3.8. Эффективность АСУ

Что нового и полезного дает АСУ?

1. Первое, что дает АСУ, – это оптимизация планов и решений. Даже когда АСУ работает в режиме советчика, экономическая эффективность управления повышается. Известно, что опыт – могучий учитель. Но задачи технологического управления столь сложны, что даже опытный персонал может выбрать только разумное, но не оптимальное решение. В результате возникают потери и снижаются производственные возможности объектов.

2. При реализации планов используется режимная автоматика, которая работает по заданной программе. Чаще всего программа задается на большие периоды и отражает среднее «поведение». При сопряжении АСУ с автоматикой программа ее работы может вырабатываться по текущей информации и меняться каждый раз при изменении планов.

3. Трудно оценить те преимущества, которые появляются в АСУ для оперативно-диспетчерского управления. Меняется в сторону углубленного представления все содержание оперативно-диспетчерской деятельности. Совершенно меняется информационное обеспечение процессов управления. Возрастают достоверность информации и своевременность ее поступления, снижается информационная загруженность персонала. Принципиально меняется управление станцией в аварийных условиях. Диспетчерские задачи решаются на основе оптимизационных методов.

4. Повышается эффективность регулирования технологического процесса. При эксплуатации постоянно решается задача регулирования активной и реактивной мощности агрегатов и станции. Регулирование технологического процесса ведется на основе оптимизационных алгоритмов.

5. В АСУ появляется возможность программного контроля за процессом управления. Программный контроль распространяется на средства автоматики и на решения, принимаемые человеком. Это значительно повышает надежность управления. Надежность управления повышается за счет программного резервирования средств автоматики.

6. Автоматически поддерживается работа станции по заданному графику нагрузки и напряжения.

7. Особенно большие изменения происходят в информационном обеспечении всего процесса управления. Возрастают достоверность

информации, ее качество, быстрота реакции на все изменения. Появляется реальная возможность расчета всех необходимых технико-экономических показателей, анализа и прогнозирования информации.

Без информации нет управления.

8. Улучшается контроль хода технологического процесса.

9. Диагностика появилась только с созданием АСУ ТП. Сейчас это мощное направление повышения надежности работы оборудования, автоматизирует РЗ, станций и подстанций. Постоянно появляются новые предложения по задачам диагностики.

10. Развита диалоговая система общения оперативного персонала с ЭВМ.

Заключение по главе 3

Сегодня компьютеризация является базовым принципом управления в энергетике. Компьютерные системы непрерывно совершенствуются и развиваются. Те сведения, которые приведены в этой главе, являются общими. Разработчики стремятся к универсальности, но реальные системы управления многообразны, и на каждом объекте энергетики имеется много индивидуальностей. Большое внимание сейчас уделяется созданию программ расчетов, так как они и определяют эффективность компьютерной системы. Здесь еще много «белых пятен». Какими бы профессиональными знаниями ни обладал современный специалист, их применение в большой степени зависит от грамотности по информатике и вычислительной технике.

Вопросы для самопроверки

1. *Какие средства и системы применяются для управления режимами станций и систем?*

2. *Что такое АСУ? Каково назначение АСУ? Назовите виды АСУ по их назначению.*

3. *Что такое АСДУ? Назовите основные задачи, решаемые в АСДУ.*

4. Назовите основные задачи, решаемые в АСУ ТП и АСДУ.
5. Назовите составные части АСУ.
6. Что включает техническое обеспечение АСУ? Назовите состав КТС.
7. Что включает математическое обеспечение АСУ?
8. Какие средства применяются для сбора информации в АСУ?
9. Что включает информационное обеспечение в АСУ?
10. Какую архитектуру имеет компьютерная система на станции и подстанции?
11. Какую роль играют компьютерные системы в управлении режимами?
12. Назовите примеры режимных задач, которые решаются в АСУ энергосистем и станций.
13. Как, по вашему мнению, будет развиваться компьютеризация управления режимами ЭЭС?

ГЛАВА 4

ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ ЭЭС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

Некоторые особенности коммерческого управления режимами ЭЭС. ~ Среда деятельности системы. ~ Электроэнергетический рынок. ~ Учет особенностей электроэнергетического рынка при оптимизации режимов ЭЭС. ~ Рыночная и контрактная форма взаимоотношений на электроэнергетическом рынке

4.1. Некоторые особенности коммерческого управления режимами ЭЭС

В работах, выполненных учеными СССР, электроэнергетические системы (ЭЭС), их свойства и способы управления режимами исследованы достаточно глубоко. В основном в этих работах получены следующие результаты:

- создана теория управления электроэнергетическими системами;
- разработаны алгоритмы и программы решения многих режимных задач;
- освоены и внедрены компьютерные технологии расчетов;
- определены принципы взаимодействия различных объектов энергетики.

Однако энергетика России существенно отличается от энергетики СССР, и полученные ранее разработки требуют существенного развития и изменений по всем названным результатам. Основные различия показаны в табл. 4.1, которые позволяют сделать вывод о необходимости разработок теории и методов управления ЭЭС, отражающих особенности и возможности современных условий. Безусловно, наработки прошлых лет во многом являются базой создания нового, и знать их необходимо.

Таблица 4.1

**Сравнение условий функционирования энергетики СССР
и современной энергетики России**

Наименование сравниваемых позиций	Условия функционирования энергетических объектов	
	в СССР	в России
Масштабы связей между объектами энергетики	Единство функционирования всех крупных объектов энергетики в масштабах государства	Множество предприятий энергетики, имеющих хозяйственную и функциональную независимость
Цели управления	Эффективность действий в масштабах плановой государственной экономики	Коммерческая эффективность действий отдельных предприятий на отраслевом электроэнергетическом рынке и при рыночной экономике России
Модели и методы управления	Глубоко разработаны с использованием теории управления	Появились новые теоретические методы и идеи
Инструментарии решения задач управления	Прикладные специализированные разработки для конкретных условий. Стандартизация решений в отдельных разработках	Широкое использование информационных технологий на основе стандартных пакетов и специализированных программ
Вычислительные системы и уровень компьютеризации	Специализированные ЭВМ (типа БЭСМ, СМ, ТА-100) и микропроцессоры	Серийные ЭВМ, микропроцессоры вычислительные системы, с неизмеримо большими возможностями по всем параметрам

Основные понятия о хозяйственных формах управления энергетическими предприятиями

Остановимся на понятийном аппарате, необходимом для дальнейшего изложения.

Изменение хозяйственных форм привело к большому разнообразию предприятий энергетики: государственная РФ; акционерная; смешанная государственная РФ и акционерная; иностранная; частная.

Соответственно появилось множество видов предприятий по типу хозяйственной деятельности. При этом различаются масштаб производства, технические характеристики, состав режимных задач, критерии и методы их решения.

Назовем некоторые виды предприятий, имеющихся в энергетике.

Энергокомпания производства электроэнергии и мощности регионального масштаба. Они образованы на основе региональных энергосистем и осуществляют производство, транспорт, распределение и сбыт электроэнергии и мощности и обычно имеют вертикально-интегрированную структуру.

Генерирующая компания (ГЭК) – коммерческая организация, владеющая и (или) распоряжающаяся генерирующими мощностями, расположенными на одной или нескольких электростанциях, с целью производства и продажи электроэнергии на оптовом или розничном рынках электроэнергии и мощности.

Распределительная компания (РК) – коммерческая организация, основным видом деятельности которой является предоставление сетевых услуг субъектам розничного рынка или обеспечение электрических связей в процессе производства и потребления электроэнергии с использованием, как правило, сетевых комплексов среднего и низкого напряжения.

Энергосбытовая компания (ЭСК) – коммерческая организация, осуществляющая покупку электроэнергии и мощности на оптовом рынке у других сбытовых компаний и реализующая ее по свободным ценам потребителям или другим энергосбытовым компаниям с целью извлечения прибыли.

Энергокомпания, включающая все предприятия производства и транспорта электроэнергии типа районной ЭЭС.

Энергокомпания производства электроэнергии и мощности государственного масштаба:

- единая энергосистема страны (ЕЭС);
- федеральные сетевые компании (ФСК).

Пулы. Наиболее эффективная форма взаимодействия энергокомпаний – их добровольное объединение. Примером являются американские пулы. Одним из таких объединений является Нью-Йоркский пул (НП), в который входит восемь энергокомпаний. Пул имеет контракты с соседними объединениями на покупку-продажу электроэнергии.

Имеются также: сетевые предприятия (СП); дочерние предприятия компаний; холдинги; концерны; фирмы, обслуживающие предприятия.

Поясним приведенную терминологию.

Корпорация (энергокомпания, пул и пр.) – юридическое лицо из одного или нескольких физических или юридических лиц, созданное на основе закона с определенной предпринимательской целью. Это наиболее заметная в экономическом отношении капиталистическая организация. Часто это понятие отождествляется с акционерной компанией. Корпорация может иметь формы партнерства по распределению прибыли, по уплате долгов, по инвестициям.

Компания – ассоциация лиц, созданная с целью коммерческой или промышленной деятельности.

Концерн – группа предприятий (дочерних фирм) вокруг одного предприятия (материнской компании), которая держит 10...50 % акций этих предприятий. Количество акций должно быть достаточным для контроля над предприятием в целом.

Холдинг – головная компания, создаваемая крупными монополиями для управления дочерними предприятиями и акционерными компаниями через систему владения их контрольным пакетом акций.

Дочернее предприятие – юридическое лицо, имеющее свой баланс, самостоятельно ведущее хозяйственную деятельность, под контролем материнской фирмы, которая не имеет никакой ответственности по обязательствам дочернего предприятия. Контроль осуществляется за счет владения определенной долей акций.

Фирма – коммерческая организация.

Кооператив – организация, созданная добровольной группой лиц для предпринимательской деятельности на условиях самоуправления и самофинансирования.

Все названные хозяйственные формы имеются в энергетике. При этом понятие система приобретает различный смысл.

Процессы деятельности системы

Деятельность системы включает несколько видов процессов.

Технологический процесс. Это процесс преобразования первичного энергетического ресурса (органического топлива, гидроэнергии, ядер-

ного топлива) в конечную продукцию (электрическую энергию, тепловую энергию).

Производственный процесс. Включает все сферы деятельности предприятия, а не только технологический цикл. При управлении производством имеются различные общие сферы: снабжение, планирование, труд, кадры.

Коммерческий процесс (деятельность) – это обеспечение стратегии и тактики продажи товаров и услуг.

Бизнес-процесс – это экономическая деятельность, направленная на получение прибыли посредством создания и реализации определенных товаров и услуг.

Поскольку энергетика является сферой бизнеса, в конечном итоге управление ее объектами подчинено бизнес-процессу, т. е. получению прибыли, но она зависит от того товара, который производится при технологическом процессе, от затрат на производство (от производственного процесса), от продажи товара и получения дохода (от коммерческого процесса). Решение любой режимной задачи необходимо рассматривать как совокупность всех процессов.

4.2. Среда деятельности системы

Масштабы и цели деятельности зависят от среды функционирования предприятия. Различают: внутреннюю среду предприятия, микросреду отрасли, макросреду государства (рис. 4.1).

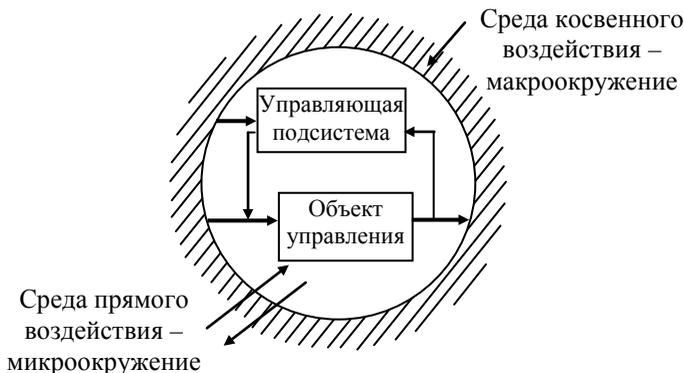


Рис. 4.1. Система организации во взаимосвязи с внешней средой

В необходимости приспосабливаться к изменениям внешней среды организации подобны биологическим организмам. Согласно теории эволюции Чарльза Дарвина, сохранившиеся виды выжили потому, что смогли эволюционировать и приспособиться к изменениям в своей среде. И организации вынуждены приспосабливаться к своей среде, чтобы выжить и сохранить эффективность.

Для управления системой необходимо моделировать внутреннюю, микро- и макросреды. Модель среды создается на основе методов системного анализа. Если модель неверная или неполная, то все последующие решения по управлению системой могут быть некачественными или даже неверными.

Основные трудности возникают при моделировании внешней среды. Для внешней среды необходимо создавать адекватную модель и иметь достоверную информацию о факторах, отражающих ее состояние. Особое внимание уделяется исследованию положения фирмы в государственном и международном масштабе, т. е. в макросреде.

Макросреда организации – это те элементы внешнего окружения, с которыми организация регулярно взаимодействует на отраслевом рынке. Макросреда в определенной мере регулируется. Ее можно контролировать.

Модель внешней среды должна отвечать на следующие вопросы: Каковы характеристики внешней среды? Как изменяется внешняя среда в динамике? Как эти изменения влияют на организацию, рынки, потребителей? Как и с какой периодичностью следует корректировать принятую стратегию управления с учетом изменений внешней среды?

Макросреда организации

Макроокружение создает общие условия нахождения разнообразных организаций во внешней среде. В большинстве случаев макроокружение не имеет специфического характера, применительно к отдельно взятой организации, хотя степень влияния состояния макроокружения на различные организации различна, что связано с внутренними различиями организаций. Пример схемы приведен на рис. 4.2. Макросреда изучается при перспективах развития энергетики, вводе новых мощностей, изменении стратегии на рынке, развитии производства.



Рис. 4.2. Пример схемы макросреды

Микросреда организации

Микросреда – это отраслевой рынок. Компонентами ее являются:

- поставщики ресурсов – они обладают рыночной властью;
- посредники – это предприятия оптовой и розничной торговли;
- общественные организации;
- конкуренты.

Все элементы микросреды тесно связаны между собой. От микросреды зависят тактические и стратегические возможности предприятия в отрасли.

Схема микросреды для энергетической организации показана на рис. 4.3. Схема очень сложная, и для идентификации ее факторов требуются большие объемы внешней информации.

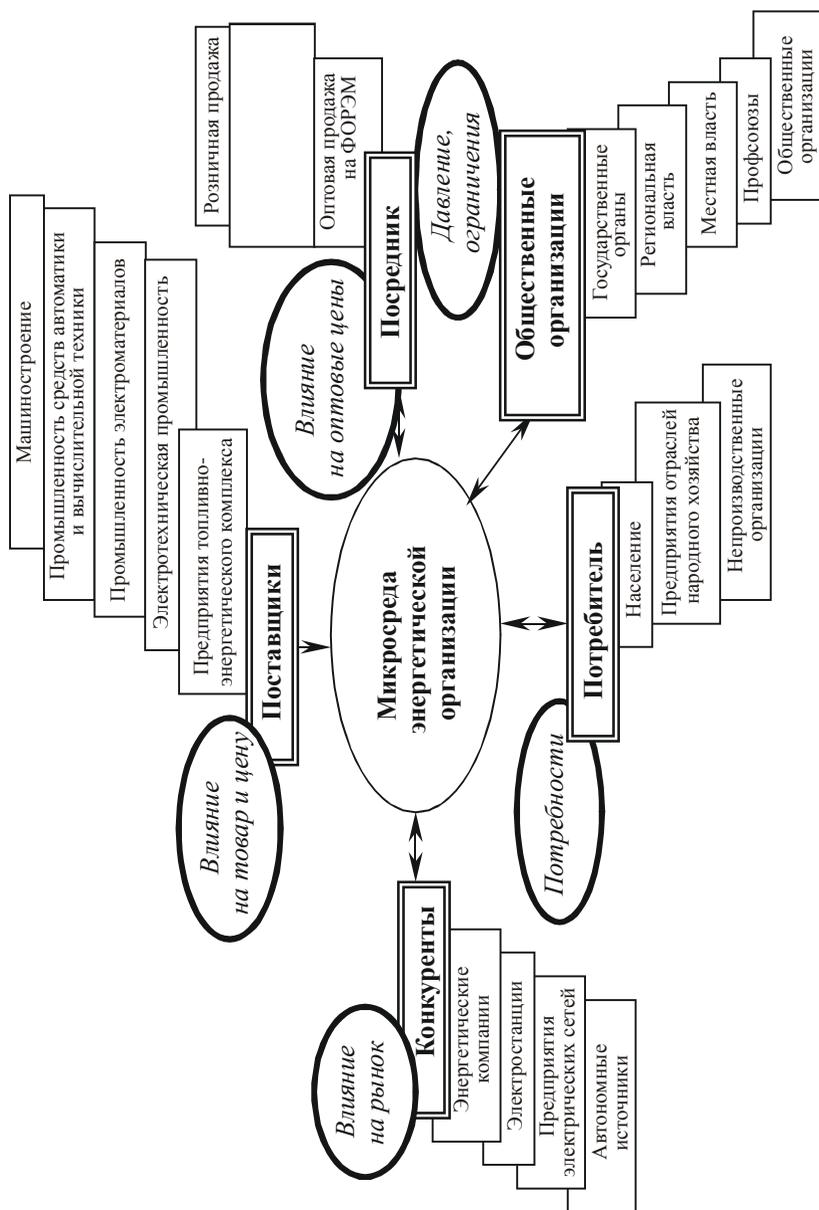


Рис. 4.3. Схема микросреды энергетической организации

Поставщиками являются все организации ресурсообеспечения – топлива, материалов, запасных частей. Для нормальной деятельности предприятия требуется во всех этих направлениях организовать отношения купли-продажи на различных рынках промышленных товаров.



Рис. 4.4. Пример перепродажи электроэнергии реальной энергосистемы

Посредники (рис. 4.4) влияют на цены продукции, увеличивая их и оказывая давление на организации. Проблема перепродажи стоит в энергетике очень остро, поскольку большая часть энергии реализуется через посредников. Обычно коммунально-бытовые, сельскохозяйственные, железнодорожные (электрифицированный транспорт), муниципальные и другие области электроснабжения обслуживаются через посредников. При перепродаже электроэнергии цена возрастает до 1,1...1,3 цены производителя. Еще большее удорожание происходит при перепродаже топливных ресурсов (нефти, газа, угля). Оно доходит до двух и более раз. Причиной, вызывающей перепродажу электроэнергии, в большинстве случаев является хозяйственная принадлежность электрических сетей, которые находятся в собственности организаций-перепродавцов. Причины удорожания топливных ресурсов –

чисто коммерческие. На рис. 4.4 приведен реальный пример объемов и структуры перепродаваемой электроэнергии.

4.3. Общие сведения об электроэнергетическом рынке

Дадим краткие сведения об электроэнергетическом рынке. Рынок – базовое понятие экономики. Рынок – это сфера товарного обращения, выявляющая и устанавливающая общественно необходимые затраты труда на производство товаров. На рынке производители сами решают, когда и в каком количестве производить товары и для какого потребителя производится товар. Неотъемлемая часть рыночного хозяйства – конкуренция. Конкуренция порождает мотивационные силы производства товара, снижения его цены, учета интересов покупателей. Электроэнергетический рынок – это рынок промышленного назначения, обладающий большой спецификой. Он связан с рынками другого назначения: труда, денежного, заемных средств.

В рыночные отношения вступают между собой *субъекты рынка* – продавцы (владельцы услуги) и покупатели (предъявители спроса, владельцы денег). Объектом их отношений является товар. Права собственности на товар продавцы передают покупателям. Итогом их отношений является сделка, целью которой для продавца является прибыль, а для покупателя – удовлетворение потребности на товар. Продавец и покупатель являются рыночными партнерами с определенными правами и обязанностями по отношению друг к другу и к обществу. Следовательно, базовыми составляющими рынка являются: субъекты рынка; товар и его цена; отношения между субъектами.

Рынок как экономическая система обладает определенными свойствами.

- Рынок имеет границы, которые могут определяться видом продукта, временем существования рынка, видом отношений, территориальными границами, конкурентными признаками и многими другими.
- Рынок динамичен и его характеристики постоянно изменяются.
- Отношения между субъектами имеют целевой характер.

Громадное значение для всех характеристик имеет вид рынка.

Монопольный рынок. На рынке действует всего один продавец некоего товара и услуг (государство, отдельное лицо, группа лиц). Конкуренции нет.

Олигопольный рынок. В этом случае на рынке действует небольшое число крупных фирм. Конкуренция выражена очень слабо, и возможен сговор между продавцами.

Рынок чистой конкуренции. Большому количеству продавцов противостоит небольшое количество покупателей. Конкуренция сильно развита, и рынок является регулятором цены и потребности в товаре.

Электроэнергетический рынок России двухуровневый, о чем уже говорилось в главе 1. Имеются оптовый рынок страны и региональные рынки административных территорий. Оптовый рынок обеспечивает перераспределение энергии от избыточных ЭЭС к дефицитным или самобалансирующимся на основе торгово-денежных отношений. Субъектами оптового рынка являются АЭС, ряд крупных ТЭС и ГЭС, крупные потребители, которые добровольно вышли на оптовый рынок. Региональные рынки обеспечивают потребителей региона за счет энергии своих станций и покупной энергии с оптового рынка. Оптовый и региональные рынки связаны электрическими сетями сетевых компаний.

Региональные рынки в основном монопольные, а оптовый – олигопольный.

На оптовом рынке ведется большая работа по созданию конкурентных условий. Развитой конкуренции на электроэнергетических рынках России нет.

Специфические особенности электроэнергетического рынка России, имеющие большое значение при оптимизации режимов

Рынок электроэнергии специфичен и в определенном смысле уникален по сравнению с другими промышленными рынками. Остановимся на тех его особенностях, которые играют важную роль при управлении режимами.

Особенности товара

- Электроэнергия – это товар жизнеобеспечения человека и общества.
- Уникальность товара определяется тем, что он не имеет товаро-заменителя.
- Организационные и технические трудности, о которых будет сказано ниже, не позволяют иметь широкую номенклатуру и ассорти-

мент товаров и услуг (электроэнергии, мощности, надежности и др.) – и это ограничивает потребителей.

- Электроэнергия и мощность обладают параметрическими свойствами. Параметрический ряд является основой номенклатуры. Однако сейчас этой связи практически нет. Например, для ЭЭС региона важны такие свойства мощности, как базовая, пиковая, регулируемая, резервная, но они в коммерческих отношениях не учитываются.

Особенности покупателей – потребителей электрической энергии

- Число покупателей огромно. Никакой другой розничный рынок не может быть сравним с электроэнергетическим по числу покупателей.

- Невозможно идентифицировать интересы отдельных покупателей, поэтому применяется групповая идентификация: по технологическому процессу производства, по социальным признакам, по политическим факторам, по тарифным группам. Групповая идентификация производится поверхностно и экономически не подтверждается затратами системы.

- Во многих случаях покупатели жестко привязаны к географическим зонам, что определяется электрической сетью. Покупатели не свободны в своем выборе рынка и продавца.

- На рынке электроэнергии покупатели пассивны в выборе товара, так как им не предлагается сорт или конкурирующие марки товара.

- Групповая идентификация потребителей часто связана с присоединением к определенной подстанции, к сетям с определенным классом напряжения.

Особенности взаимоотношений

- Групповой принцип идентификации покупателей всегда приводит к перекрестному субсидированию. Одни потребители не доплачивают, другие переплачивают при покупке товара.

- Для идентификации потребителей должны использоваться ценовые параметры энергоснабжающей организации. Однако пока еще методика разделения затрат системы и установления дифференцированных цен не разработана. Имеется только условная методика разделения общих издержек на электроэнергию и максимальную мощность. Это исключает правильную ценовую оценку режимных параметров.

4.4. Учет особенностей электроэнергетического рынка при оптимизации режимов ЭЭС

Как уже говорилось, электроэнергетический рынок обладает особыми свойствами. Все они важны при решении режимных задач.

Структурная схема системы является совокупностью электрических и энергетических элементов с различными технологиями, на которую накладываются хозяйственные границы и ограничения предприятий энергетики. Традиционными элементами структурной схемы являются: электрические станции, электрические сети, подстанции, нагрузки потребителей. Хозяйственные границы определяются компаниями, сетевыми предприятиями, сбытовыми предприятиями. Например, на рис. 4.5 и 4.6 приведены две структурные схемы. В одной имеются генерирующие предприятия ГП и сетевые СП и их энергетические характеристики затрат и потерь мощности ΔP . На рис. 4.7 показана схема ценовых S показателей и электрических R параметров каждого предприятия. Схемы совершенно различны, и соответственно различны режимы.

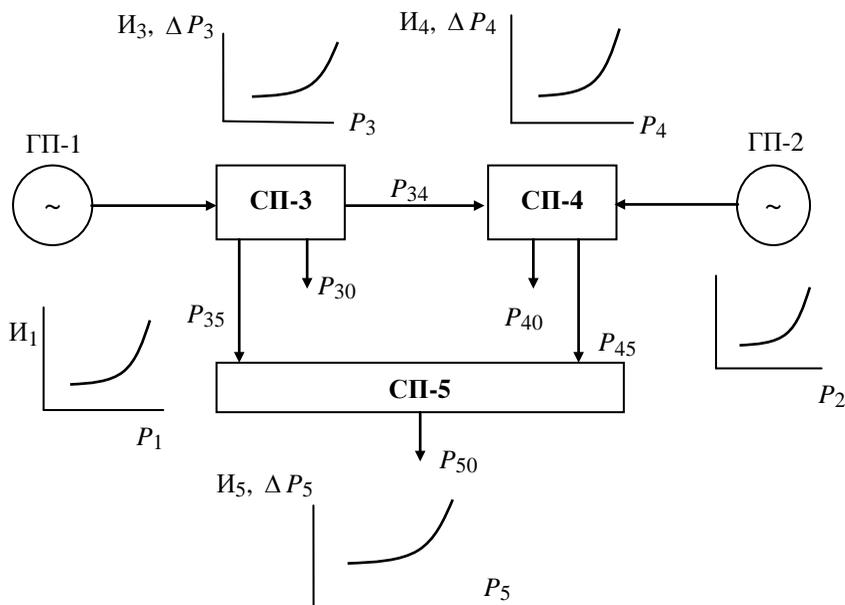


Рис. 4.5. Структурная модель системы с ее предприятиями

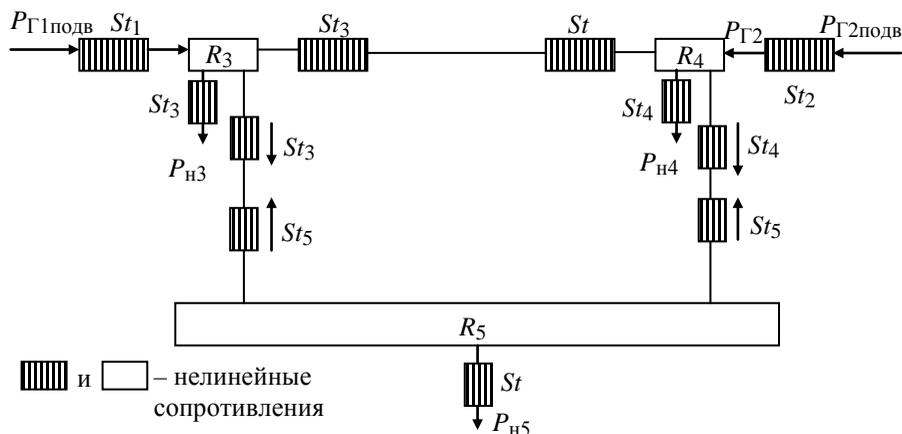


Рис. 4.6. Структурная модель системы с ценовыми характеристиками товара

Для одной и той же технической системы может быть создано множество вариантов расчетных схем с учетом особенностей рынка. Сочетание в структурной схеме технических, экономических и коммерческих элементов приводит к их разнообразию и постоянному изменению, которые влияют на режимы.

4.5. Рыночная и контрактная форма взаимоотношений на электроэнергетическом рынке

На электроэнергетическом рынке отношения субъектов сочетают чисто рыночную и контрактную форму. Рыночные формы базируются на регулировании отношений купли-продажи самим рынком.

Спрос на электроэнергию – это одна из главных составляющих рыночных отношений в энергетике. У потребителей он зависит не только от их технологических нужд, но и от цен на электроэнергию. Ценовое регулирование приводит к взаимному приспособливанию продавцов электроэнергии и покупателей. На рис. 4.8 показаны кривые спроса и предложения. Около равновесной точки 0 всегда есть некоторая зона регулирования цен на покупку и продажу. В области регулирования имеются следующие характерные ситуации. Если спрос покупателей на электроэнергию превышает предложения по ее продаже $a_1 > a$, то увеличиваются объем продаж Э и его цена Ц до наступления равнове-

сия в точке 0. Если спрос меньше предложения, т. е. $b_1 < b$, то соответственно снижаются выработка и ее цена (рис. 4.7, а).

Особенностью для энергетики является то, что кривая спроса неэластична, т. е. спрос мало зависит от цены. При этом величина $\frac{\Delta\Pi}{\Delta\Xi} = \frac{\Pi_b - \Pi_a}{\Xi_b - \Xi_a}$ мала. Электроэнергия – это товар жизненной необходимости, и покупатель за него платит практически любую цену (рис. 4.7, б). При таком соотношении продавец-коммерсант начинает существенно повышать цены на электроэнергию. Особенно в том случае, если продавец – монополист. И при большом повышении цен падает производство промышленной и сельскохозяйственной продукции и потребление электроэнергии уменьшается. В связи с этим в энергетике имеется государственный механизм ограничения цен. Следовательно, на рыночные процессы регулирования цен накладываются ограничения. При этом редко удается установить равновесную цену, соответствующую точке 0. Если цена превышает равновесную, т. е. $\Pi_a > \Pi_0$, то спрос меньше предложения и начинается расточительное использование электроэнергии. Если же $\Pi_b < \Pi_0$, то возникает дефицит энергии и потребители ограничивают свои потребности.

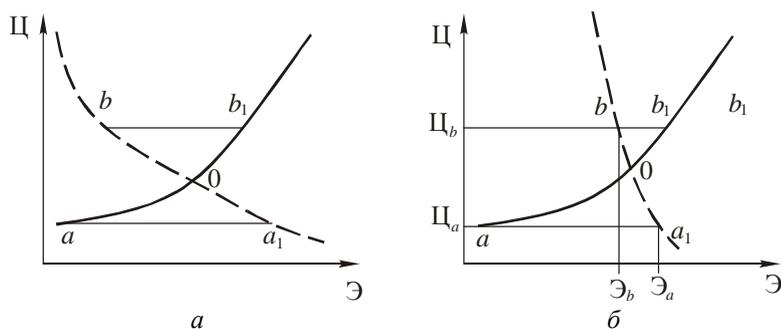


Рис. 4.7. Иллюстрация ценового регулирования на рынке:

— — — — — кривая спроса, ————— кривая предложения

При контрактной форме взаимоотношения между субъектами рынка регламентируются. В контракте определяются объем и цена на поставку продукции покупателю. В этом случае рыночная форма взаимоотношений заменяется юридической формой. Правовая форма взаимоотношений имеет законную форму и записана в гражданском законо-

дательстве и гражданском кодексе РФ. Существует множество договоров между субъектами электроэнергетического рынка. Часть имеет организационную роль, а часть коммерческую.

Приведем один пример двусторонних договоров. При заключении регулируемых двусторонних договоров (РДД) стороны свободны в выборе контрагента, договорных объемов электроэнергии и определении цен и объемов электроэнергии. Механизм двусторонних договоров выгоден при долгосрочном планировании, поскольку позволяет максимально снизить ценовые риски.

В настоящее время двусторонние договоры, заключаемые на рынке, имеют следующие характеристики:

- они одномесячные с возможностью пролонгации;
- как правило, заключаются с соседями;
- используется гибкая форма оплаты, связанная со сроками оплаты на ФОРЭМ;
- цены жестко привязаны к текущим ценам на рынке;
- никто из участников не знает, что он будет делать хотя бы через три месяца.

Двусторонний договор способен дать существенный выигрыш при заключении на срок от трех месяцев до года и больше. В такой ситуации участники осведомлены о тарифах как минимум на три месяца вперед и об их динамике на год вперед, что дает большие выгоды. Такой договор является прототипом форвардных сделок, которые совершаются на зарубежных рынках. Форвардный контракт предусматривает обязательство купить или продать электроэнергию в будущем по определенной ранее цене.

Общая ситуация такая:

- цены базируются на государственных тарифах и включают контрактные скидки и надбавки;
- сетевые тарифы значительно различаются для СП;
- тарифы и затраты системы определяются по различным методикам, что приводит к их разнообразию. Причем эти расчеты являются коммерческой тайной и потребитель не знает, за что он платит. Обычно затраты системы устанавливаются по принципу «от достигнутого плюс поправки»

Разнообразие энергетических балансов

Энергетические балансы мощности и электроэнергии для различных объектов О отражают комбинацию условий $U((*)(\#)(+)(\wedge)(\&'))$ и

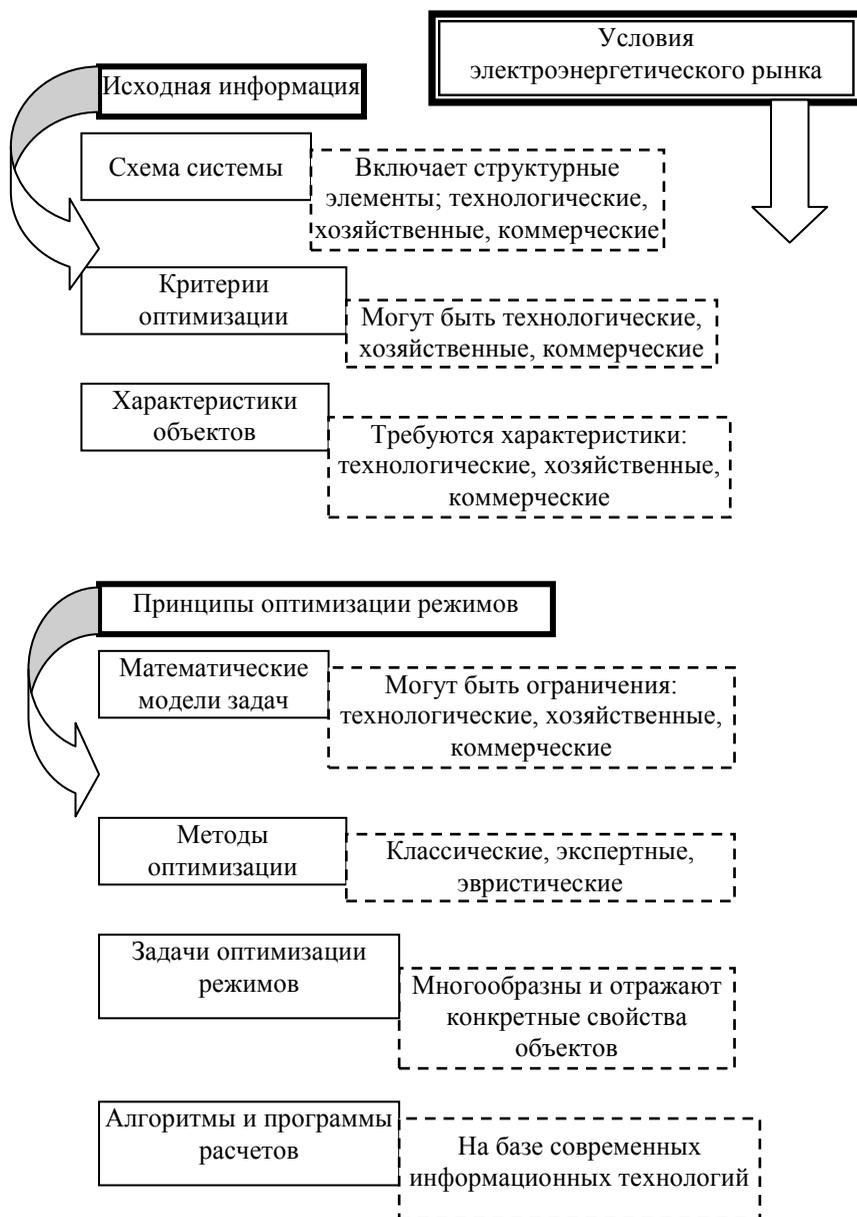


Рис. 4.8. Общая схема к режимным задачам на электроэнергетическом рынке

Заключение по главе 4

Требования электроэнергетического рынка отражаются на составе, содержании, моделях и методах решения режимных задач. Режимные задачи разнообразны, и в данной главе приведены только некоторые фрагментарные требования к их решению. Они полезны при конкретных разработках.

Вопросы для самопроверки

- 1. Какие хозяйственные формы имеют энергетические предприятия и как это отражается на режимных задачах?*
- 2. Что такое структурная модель системы и какие свойства объекта управления она отражает?*
- 3. Что такое макросреда деятельности организации и как она влияет на режимы ЭЭС?*
- 4. Что такое микросреда деятельности организации и как она влияет на режимы ЭЭС?*
- 5. Что такое внутренняя среда деятельности организации и как она влияет на режимы ЭЭС?*
- 6. Какие типы рынков вы знаете. В чем их различие?*
- 7. Что такое двухуровневый электроэнергетический рынок России?*
- 8. Какими особенностями характеризуются товар на электроэнергетическом рынке?*
- 9. Какими особенностями характеризуется взаимоотношения на электроэнергетическом рынке?*
- 10. Поясните содержание рыночных и контрактных взаимоотношений на электроэнергетическом рынке.*
- 11. Приведите пример какой-нибудь режимной задачи с учетом и без учета требований рынка.*

ГЛАВА 5

БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

Структура балансов мощности и энергии системы. ≈ Участие станций в энергетических балансах системы. ≈ Методические основы составления балансов мощности. ≈ Особенности составления баланса электроэнергии. ≈ Надежность энергетических балансов и обеспеченность работы ЭЭС. ≈ Гидростанции с различной степенью регулирования стока в энергетических балансах. ≈ Баланс реактивной мощности. ≈ Резервы мощности

5.1. Структура балансов мощности и энергии системы

Генерирующие установки электроэнергетических систем должны покрывать спрос потребителей на мощность и электроэнергию. Для этого планируются и постоянно поддерживаются балансы мощности и энергии. На основе энергетических балансов планируется техническая, экономическая и коммерческая деятельность. Балансы планируются для всех циклов управления от часа до нескольких лет. Все режимные свойства станций, сетей, оборудования влияют на энергетические балансы.

Имеются три вида энергетических балансов: баланс активной мощности; баланс электроэнергии; баланс реактивной мощности.

Баланс активной мощности (табл. 5.1). Баланс мощности – это равенство генерируемой и потребляемой мощности на интервале времени t . Совпадение потребления и генерации является одной из основ-

ных особенностей энергетического производства. Баланс мощностей для периода t имеет вид:

$$\sum_t P_{\text{ген.}it} = \sum_t P_j + \sum_t \pi_t, \quad (5.1)$$

где суммарная мощность генераторов $\sum_i P_{\text{ген.}it}$, нагрузка потребителей $\sum_t P_j$; суммарная мощность потерь в сетях и потребления на собственные нужды электростанций $\sum_i \pi_t$.

Таблица 5.1

Составляющие баланса мощности

№ п/п	Наименование составляющих баланса мощностей
Потребность	
1	Нагрузка потребителей системы
2	Передача мощности в другие системы
3	Необходимый резерв мощности
4	Потери мощности и потребление на собственные нужды
5	Итого потребная мощность (1 + 2 + 3 + 4)
Покрытие мощности	
6	Рабочая мощность электростанций
7	Получение мощности из других систем
8	Резервная мощность электростанций
9	Итого покрытие нагрузки (6, 7, 8).

Планируется баланс мощности с различной заблаговременностью:

- на сутки или несколько суток;
- для среднерабочего и максимального дня отдельного месяца или всех месяцев года;
- для максимальных нагрузок определенного периода.

Балансы мощностей дают картину использования мощностей агрегатов и станций, они необходимы для расчета режимов электрических

сетей, для проведения ремонтов оборудования на станциях, для расчета затрат на эксплуатацию станций и системы.

При расчете генерирующей мощности используется располагаемая мощность всех станций, которая определяется как сумма располагаемых мощностей электростанций, например, для i -ТЭС и j -ГЭС располагаемая мощность системы

$$P_{\text{расп ЭЭС}} = \sum_i P_{\text{расп ТЭС}} + \sum_j P_{\text{расп ГЭС}}. \quad (5.2)$$

Располагаемая мощность системы используется для обеспечения рабочих и резервных мощностей системы. Рабочие мощности определяются всей нагрузкой. Резервные мощности используются для поддержания качества электроэнергетики и надежности электроснабжения, т. е.

$$P_{\text{расп ЭЭС}} = P_{\text{раб ЭЭС}} + P_{\text{рез ЭЭС}}. \quad (5.3)$$

Как будет показано дальше, резервные мощности системы используются полностью или частично для обеспечения нагрузочного и аварийного резервов

$$P_{\text{рез ЭЭС}} = P_{\text{рез.нагр}} + P_{\text{рез.авар}}. \quad (5.4)$$

На основе баланса мощностей системы задаются графики нагрузки электростанций. Зная график нагрузки, станции планируют свою работу – обеспечивают готовность оборудования к работе и выполнению функций, возложенных на станцию системой.

Важнейшее значение для планирования и управления балансами мощности имеют прогнозы потребности мощности (табл. 5.1, пп. 1, 2, 3, 4, 5). Качество прогнозов предопределяет правильность и оптимальность балансов.

Баланс электроэнергии. Балансы электроэнергии составляются так же, как балансы мощностей для суточных, месячных, годовых периодов. Чаще всего используются балансы трех видов.

- Баланс выработанной электроэнергии за определенный период

$$\mathcal{E}_H = \mathcal{E}_{\text{ген}} - \mathcal{E}_{\text{пот ЛЭП}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}}. \quad (5.5)$$

- Баланс электроэнергии, отпущенной с шин станций

$$\mathcal{E}_H = \mathcal{E}_{\text{отп}} - \mathcal{E}_{\text{пот ЛЭП}}. \quad (5.6)$$

- Баланс электроэнергии, отпущенной потребителям

$$\mathcal{E}_H = \mathcal{E}_{\text{потр}}. \quad (5.7)$$

Балансы мощности и энергии взаимосвязаны, поскольку энергия есть интегральный показатель мощности.

Балансы электроэнергии необходимы для определения требуемых энергоресурсов, для расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях ($\mathcal{E}_{\text{пот ЛЭП}}$), для расчета и анализа потребления электроэнергии на собственные нужды ($\mathcal{E}_{\text{с. н}}$), для расчета технико-экономических показателей режимов, для организации хозяйственной деятельности ЭЭС.

Балансы мощности и энергии и коммерческие отношения на электроэнергетическом рынке. Коммерческие отношения между потребителями системы и самой системой – это отношения купли-продажи на электроэнергетическом рынке. На основании балансов определяется объем продаж и покупки мощности и энергии.

Баланс – это равенство приходной и расходной частей. Баланс может составляться по энергетическим параметрам: по мощности, электроэнергии и по резервам мощности. Может быть баланс по топливу, по водно-энергетическим ресурсам ГЭС, по расходу воды на ГЭС. В любом виде есть определенные требования и результаты их выполнения. От балансов зависят решения по техническим и экономическим вопросам.

Имеется три вида соотношения частей энергетических балансов.

1. Равенство «Расходная часть = Приходная часть». Это самобалансирующиеся системы.

2. Равенство «Расходная часть > Приходная часть». Это дефицитная система, в которой может быть недостаток мощности в часы максимальных нагрузок, недостаток электроэнергии, недостаток мощности и электроэнергии. Такая система либо ограничивает потребителей, либо покупает электроэнергию на рынке. Коммерческие отношения купли-продажи имеются со своими потребителями на региональном рынке и с субъектами других рынков при покупке недостающей мощности и энергии.

3. Равенство «Расходная часть < Приходная часть». Это избыточный баланс, и в ЭЭС имеются избытки мощности или электроэнергии. Собственные потребители полностью обеспечиваются. Избытки могут продаваться на рынке.

Конечно, коммерческие отношения зависят не только от избытка или недостатка мощности и энергии, но и от цен на них на рынке. Если в самобалансирующейся системе себестоимость и цена электроэнергии высоки, то не исключена покупка более дешевой энергии с рынка. В избыточной системе энергия может быть продана только при ее востребованности на рынке и главное значение имеют также цены. Балансы должны быть оптимальными, чтобы минимизировать затраты, определяемые на производство и транспорт электроэнергии. Задачи и методы оптимизации балансов являются важнейшей частью управления издержками системы и станций.

Понятие *сальдо-перетока* электроэнергии и мощности связано с коммерческими отношениями. Если оплата (покупка или продажа электроэнергии) определяется на долговременной основе, часто на год и больше, то и объем торговой сделки определяется не мгновенными показателями покупной или проданной электроэнергии и мощности, а долговременными. Регулирование коммерческих отношений может происходить и на очень коротких интервала, равных 10...30 мин, тогда определяется сальдированное значение товара на этих интервалах.

Например, если дефицитная ЭЭС покупает электроэнергию на оптовом рынке, то конкретные отношения строятся с его организаторами. Объем покупки-продажи определяется по сальдированному показателю (рис. 5.1).

Сальдо-переток покупной или проданной мощности за период T

$$P_{\text{сальдо}} = \sum_T (P_1 + P_2 + P_3). \quad (5.8)$$

Суммируются те мощности, на которые установлены тарифы, чаще всего в часы максимальной нагрузки оптового рынка.

Если система продает мощность, то генерация больше нагрузки и по одной или нескольким ЛЭП, связывающим ЭЭС с рынком, мощность выдается и результат за период T суммируется. Могут быть прямые взаимоотношения между ЭЭС и конкретными продавцами или покупателями энергии, тогда результат в виде сальдо определяется отдельно для каждого партнера.

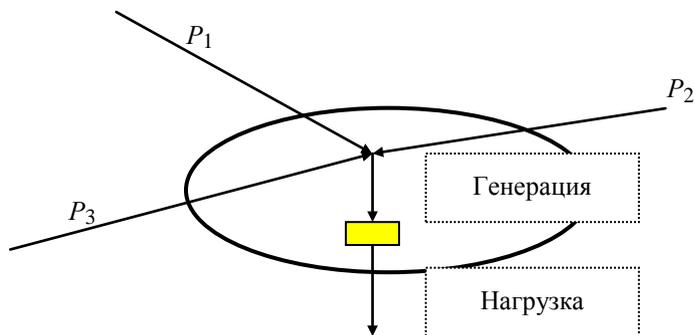


Рис. 5.1. Схема сальдо-перетока:

P_1, P_2, P_3 – покупная мощность с оптового рынка по разным ЛЭП, связывающим ЭЭС с сетями оптового рынка за период расчетов

Сальдо-переток может определяться и для выработки электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{сальдо}} = \sum_t \mathcal{E}_t. \quad (5.9)$$

Энергосистемы контролируют величины сальдо-перетоков мощности и выработки, поскольку они определяют объем договорных поставок. Если они превышают договорные, то оплата будет проводиться с учетом штрафных санкций за превышение. Если сальдо-перетоки меньше, чем договорные величины, то оплата производится полностью за договорную величину. Из этого также видна роль прогнозов нагрузки.

5.2. Участие станций в энергетических балансах системы

Участие станций в балансе определяется их техническими, режимными и экономическими возможностями. При составлении балансов задаются:

- функции станций;
- их параметры и характеристики;
- ограничения.

Функции станций в балансах. Функции станций в системе различны, и они зависят от технических возможностей станций. При создании станции предполагается ее роль в системе и в соответствии с этим

выбираются ее параметры и технические решения. Если в системе требуются пиковые мощности, то станция должна обладать большими регулируемыми возможностями, если базовые – то это может быть крупноблочная КЭС с экономичным производством, но не обладающая высокой маневренностью и регулируемыми возможностями.

Следующие функции станций являются основными.

1. Выдача рабочей мощности и энергии в режиме, который требуется балансом системы. В суточном графике нагрузки имеются три зоны: пиковая, полупиковая и базовая. Соответственно и рабочая мощность может быть базовой и не меняться в течение определенного времени, скажем, за сутки, полупиковой, т.е. рабочая мощность меняется примерно до 20 %, и пиковой, когда мощность регулируется в соответствии с переменным режимом нагрузки потребителей. Способность станций к регулированию рабочей мощности обусловлена ее техническими особенностями.

2. Обеспечение резервных мощностей для надежного и бесперебойного электроснабжения. Резерв может быть горячий и холодный. Горячий резерв – это недогруженные агрегаты, находящиеся в работе. Холодный резерв – агрегаты, которые могут быть при необходимости включены в работу. Для покрытия случайных нагрузок предназначен специальный резерв. Его называют нагрузочным резервом или частотным резервом. Это горячий резерв. Аварийный резерв может быть частично горячим, частично холодным. Ремонтный резерв устанавливается в том случае, если нельзя провести ремонты без ограничения мощностей у потребителей. Необходимо иметь также резерв реактивной мощности.

3. Поддержание качества электроэнергии по частоте.

4. Выдача реактивной мощности для обеспечения баланса реактивных мощностей. Практически все станции могут выполнять эту функцию.

5. Регулирование напряжения на шинах станции. Все станции выполняют эту функцию.

Все названные функции должны выполняться наиболее экономичным способом.

Схематично представим систему, включающую станции различного типа, и рассмотрим их функции в системе. Состав системы:

- ГЭС или ГТС, обладающие высокими регулируемыми качествами;

- КЭС трех видов. Первый вид КЭС₁ с достаточно хорошими регулируемыми свойствами. Второй – КЭС₂ с возможностью регулировать мощность в пределах до 20 % рабочей мощности. Третий – КЭС₃, регулирование мощности для которой нежелательно и может осуществляться в небольших пределах, скажем, 10 %;

- ТЭС, работающие по тепловому графику с регулированием мощности 10...15 %;

- АЭС, не приспособленные к регулированию мощности.

График нагрузки энергосистемы представим по зонам: пик, полупик, база. Резервы системы включают: нагрузочный (частотный), аварийный (горячий и холодный), ремонтный. Для этого условного примера распределение функций в системе приведено в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Возможные функции различных станций системы

Тип станции	Рабочая мощность в различных зонах графика нагрузки			Нагрузочный резерв	Аварийный резерв		Ремонтный резерв	Реактивная мощность	
	пик	полу-пик	база		горячий	холодный		Рабочая	Резервная
ГЭС	*****	*****	*****	*****	***** *	*****	*****	*****	*****
ГТС	***			*	**	*****		**	
КЭС ₁	**	*****	*****	**	*****	*****	*****	*****	*****
КЭС ₂		*****	*****		***	*****	*****	*****	*****
КЭС ₃		**	*****		*	*****	*****	*****	*****
ТЭС		*	*****			*****	*****	*****	*****
АЭС			*****					**	

В таблице количество знаков * определяет степень возможности выполнения функции. В приведенном примере показано, что универсальным объектом для обеспечения различных функций является ГЭС. Вместе с тем выработка ею электроэнергии имеет меньшую гарантию, чем у ТЭС и АЭС. Видно, что самой сложной задачей является выбор рабочих мощностей в переменной части графика нагрузки. Наилучшие возможности имеет ГЭС. Однако много ЭЭС не имеют гидростанций и

пиковые нагрузки покрывают КЭС. Резервные функции различны. Регулируют частоту чаще всего ГЭС. Аварийный резерв может размещаться на всех станциях.

Допустимых вариантов энергетического баланса много. Наилучшее решение может быть получено только при оптимизации энергетического баланса, когда будут определяться роль и мощности каждой из станций по заданному критерию оптимизации.

Участие станций в энергетических балансах определяется:

- 1) функциями в системе,
- 2) располагаемой мощностью,
- 3) нагрузочным диапазоном,
- 4) ограничениями по энергоресурсам,
- 5) регулируемыми способностями,
- 6) маневренностью,
- 7) экономичностью,
- 8) надежностью,
- 9) средствами и системами управления.

Располагаемая мощность и ее нагрузочный диапазон влияют на рабочие мощности станции, которые не могут быть больше располагаемых (рис. 5.2). Мощности должны меняться в допустимых пределах. Возможная выработка электроэнергии зависит от ограничений по ресурсам (рис. 5.3). Регулирующие способности влияют на функции станций в системе. Поддержание режимных параметров и выполнение различных функций определяется средствами и системами управления оперативно-диспетчерского и автоматического.

Ограничения по ресурсам – «интегральные ограничения». В том случае, если имеются ограничения по ресурсам, то они задаются в виде интегральных ограничений. Для ТЭС интегральные ограничения по топливу могут зада-

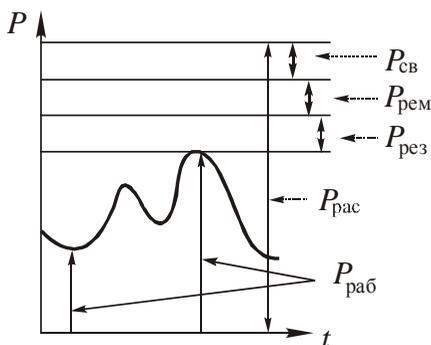


Рис. 5.2. Вид мощностей станции на графике нагрузки:

- $P_{рас}$ – располагаемая мощность;
 $P_{св}$ – связанная; $P_{рем}$ – ремонтная;
 $P_{рез}$ – резервная; $P_{раб}$ – рабочая

ваться в исключительных случаях при недостатке топлива. Интегральные ограничения для определенного периода времени T

$$B_{\text{зад.ГЭС}} = \sum_t B_{\text{ГЭС}i} \Delta t, \quad (5.10)$$

где t – номер расчетного интервала времени длительностью Δt для периода T .

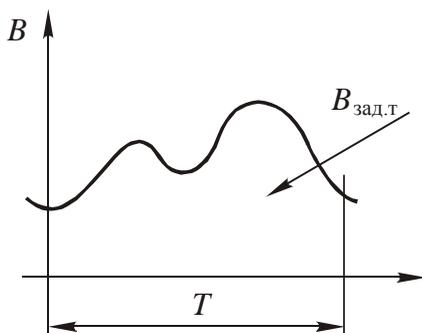


Рис. 5.3. Иллюстрация интегральных ограничений по топливу:

$B_{\text{зад.т}}$ – равна площади графика $B(t)$ за период T

Интегральные ограничения для ГЭС задаются по стоку, который может использоваться из водохранилища за определенный период T . Это ограничение почти всегда имеет место. Его может не быть только в период паводка или в каких-то особых случаях. Они имеют вид

$$W_{\text{зад.ГЭС}} = \sum_t Q_i \Delta \tau_i. \quad (5.11)$$

Графическое представление интегральных ограничений показано на рис. 5.3.

5.3. Методические основы составления баланса мощности

Балансы мощности и энергии взаимосвязаны. Любое изменение баланса мощности в системе ведет к изменению баланса энергии. Из этого следует, что балансы энергии и мощности не могут составляться независимо один от другого. Они должны составляться согласованно. При составлении энергетических балансов необходимо решить ряд вопросов по использованию станций:

- определить место станции в графике нагрузки;
- установить их режимные возможности по мощности;
- определить возможности станции по энергии;

- учесть все требования к электроснабжению и все ограничения;
- составить баланс энергии.

Все перечисленные вопросы особенно важны для смешанных энергосистем, в которых имеется ГЭС. Располагаемая мощность ТЭС в нормальных условиях должна быть всегда обеспечена топливом. Ограничения по ресурсам для ТЭС бывают редко.

Участие ГЭС в балансах зависит не только от того, какая мощность может быть получена, но и от того, какое количество энергии ГЭС может использовать в данный период. Если ГЭС имеет суточное регулирование стока, то она может использовать все количество воды, которое притекает к ее створу за сутки. Приточность меняется от суток к суткам, и соответственно меняется возможная выработка электроэнергии ГЭС. Если ГЭС имеет годовое регулирование стока, то ее возможная выработка электроэнергии определяется с учетом перераспределения стока реки водохранилищем в течение года. Поскольку годы бывают различные по водности (многоводные, маловодные, средневодные и пр.), выработка электроэнергии также меняется. Для ГЭС, имеющих длительное регулирование стока, нельзя рассматривать ее возможности по выработке электроэнергии независимо от всего периода регулирования. Все суточные балансы за период регулирования (сезон, год, несколько лет) связаны. Это очень осложняет планирование и регулирование балансов мощности и энергии ГЭС и смешанной энергосистемы.

Составление оптимальных энергетических балансов мощности – классическая задача ЭЭС.

Пример, поясняющий порядок составления баланса мощности системы. Пусть в системе имеются такие станции: ГЭС с годовым регулированием стока, для которой заданы интегральные ограничения стока и ограничения по минимальной мощности; АЭС; КЭС с крупноблочными агрегатами и хорошими экономическими показателями; КЭС, которая может регулировать мощность; ТЭЦ, имеющая ограничения по тепловой нагрузке. Известны их располагаемые мощности. Участие в балансе мощностей обусловлено техническими особенностями станций.

В базу графика нагрузки помещается сначала АЭС из условий надежности работы. Нежелательно менять режим АЭС в течение суток, недели, месяца.

В базе графика нагрузки также размещается вынужденная мощность ГЭС, которая обусловлена требованиями водохозяйственного комплекса. ГЭС не может работать с меньшими мощностями. Например, по условиям работы речного транспорта ГЭС должна давать определенный расход воды в нижний бьеф, а следовательно, и мощность. Нарушение подобных требований недопустимо. На работу в базовом режиме расходуется часть заданного для использования стока.

ТЭЦ также имеет базовую теплофикационную мощность, которая определяется требованиями тепловых потребителей. Это ее обязательная мощность.

Затем размещаются КЭС с крупноблочными агрегатами. Эти станции плохо регулируют свою мощность, и целесообразно ее не менять в течение суток. Кроме того, они экономичны и по возможности их используют полностью.

Оставшаяся мощность ГЭС по возможности используется как регулируемая. ГЭС размещается в графике нагрузки так, чтобы использовать всю энергию, которая определена интегральными ограничениями стока для данных суток, и работать с максимально возможной рабочей мощностью. Ее место в графике нагрузки определяется подбором. Обычно ГЭС работает в пике графика нагрузки и ведет регулирование мощности в соответствии с требованиями потребителей. При работе в пике ГЭС вытесняет из этой зоны ТЭС. Режим ТЭС становится более ровным, и это обеспечивает повышение их надежности и экономичности.

В полупиковом режиме работает КЭС с докритическими параметрами пара, назовем ее КЭС_{сп}. У нее хуже экономические показатели, чем у крупноблочных КЭС, но она приспособлена к регулированию мощности.

Оставшуюся часть графика нагрузки покрывают конденсационные мощности ТЭЦ. Их экономические показатели существенно хуже, чем на КЭС.

При недостатке мощностей станций системы определяются пути его устранения.

Если при минимальных нагрузках системы не выполняются условия работы ТЭЦ и ГЭС в вынужденном режиме с требуемыми мощностями, то принимаются специальные меры. В этом случае на ТЭС часть необходимой тепловой энергии может поступать через РОУ (редукционно-охладительное устройство). Для ГЭС часть воды может

поступать через сбросные устройства, что приведет к холостым сбросам воды. Подобное крайне невыгодно, поэтому рассматривается вопрос разгрузки в ночное время блочной КЭС, конечно, если это допустимо по надежности.

По возможности нагрузочный резерв размещают на ГЭС, а аварийный резерв на различных станциях, имеющих свободные мощности. Схематично суть приведенного примера показана на рис. 5.4.

Невозможно на простых примерах рассмотреть все особенности составления балансов мощности в различных энергосистемах, поэтому приведенные положения являются чрезвычайно упрощенными.

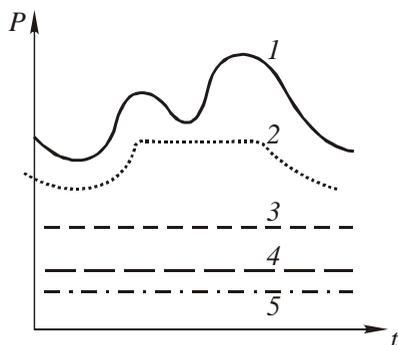


Рис. 5.4. Схема участия различных станций в балансе мощности:

- 1 – ГЭС с заданной выработкой электроэнергии и с соблюдением ограничений по ее минимальной мощности; 2 – КЭС_{сп}; 3 – крупноблочная КЭС; 4 – ТЭЦ; 5 – АЭС

5.4. Особенности составления баланса электроэнергии

Суточный баланс мощности является в то же время балансом электроэнергии, при определенном графике рабочих мощностей электроэнергия станции.

Электроэнергию системы и каждой станции можно определить за любой промежуток времени по суточному балансу мощностей: в период ночного провала нагрузки (ночью), в период прохождения максимума, в рабочие и выходные дни, для различных месяцев года и др. Такая задача возникает, если этого требуют установленные тарифы или специальные программы электроснабжения потребителей. Например, при зонных тарифах, когда ночью оплата за электроэнергию меньше, чем днем. Тарифы также могут регулироваться по дням недели или сезонам года. Бывает необходимо оценить влияние различных потребителей на затраты системы для рассматриваемого баланса электроэнергии. Это требуется для дифференциации тарифов по отраслям производства или группам потребителей.

Баланс электроэнергии является основой для составления балансов топлива и гидроэнергетических ресурсов. В результате период времени доходит до года, а в перспективных задачах и до нескольких лет. Прогнозировать графики нагрузки для каждого суток года практически невозможно, поэтому возникает самостоятельная задача составления баланса энергии. Прогнозы потребления электроэнергии имеют меньшие погрешности, чем прогнозы графиков нагрузки, и балансы электроэнергии для периодов текущего управления от месяца до года обычно составляются без использования суточных графиков нагрузки.

Баланс электроэнергии имеет вид

$$\Sigma \mathcal{E}_{\text{ген}} = \Sigma \mathcal{E}_{\text{нагр}} + \Sigma \Delta \mathcal{E}_{\text{пот}}, \quad (5.12)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ген}}$ – генерация электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{нагр}}$ – электропотребление; $\Delta \mathcal{E}_{\text{пот}}$ – потери электроэнергии.

Принципиальное значение при составлении баланса энергии имеет распределение выработки электроэнергии между ТЭС и ГЭС в смешанной энергосистеме. Для ГЭС, имеющих регулирующее водохранилище, естественный приток воды и запас воды в водохранилище перераспределяются за цикл регулирования (сезон, год, несколько лет) в соответствии с требованиями энергосистемы. Располагаемая мощность ГЭС не имеет жесткой связи с выработкой электроэнергии. Могут быть большая располагаемая мощность и недостаток электроэнергии для ее обеспечения или, наоборот, недостаток располагаемой мощности для использования всей возможной электроэнергии. Самое главное заключается в том, что баланс мощностей смешанной энергосистемы за определенные сутки влияет на выработку электроэнергии ГЭС всего последующего периода, т. е. наблюдается эффект последствия. Из этой особенности вытекает необходимость составлять балансы электроэнергии смешанной энергосистемы для всего цикла регулирования: для периода сработки водохранилища, для периода его заполнения и для года в целом.

Балансы электроэнергии оптимизируются.

Если балансы электроэнергии составлены произвольно, то многие другие задачи решаются неэффективно. Состав задач показан на рис. 5.5.

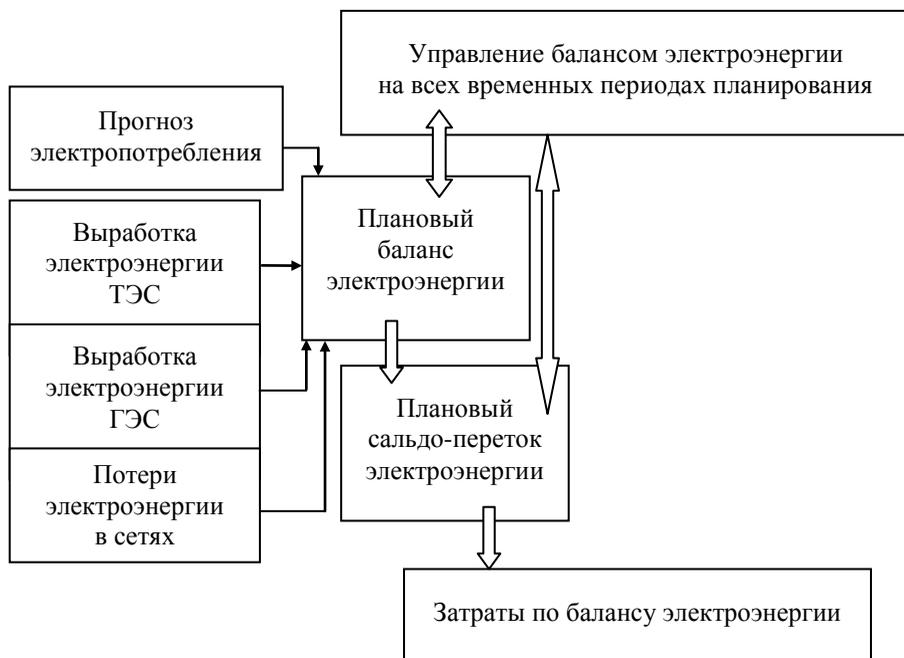


Рис. 5.5. Состав задач по составлению баланса электроэнергии

5.5. Надежность энергетических балансов и обеспеченность работы ЭЭС

При неблагоприятных гидрологических условиях уменьшается выработка электроэнергии ГЭС и может появиться дефицит электроэнергии в системе. При дефиците электроэнергии часть потребителей отключается и нарушается бесперебойность электроснабжения. Гидрологические условия от энергосистемы совершенно не зависят. Чтобы отрицательные последствия низкой приточности воды на реке имели наименьшее влияние на бесперебойность энергоснабжения, энергосистема применяет различные меры.

ТЭС работают с предельно допустимой для них нагрузкой. Аварийный резерв используется как рабочая мощность, покупается недостающая энергия у других энергосистем и пр. Однако и при этом не всегда удается полностью исключить дефицит электроэнергии. Поэто-

му для смешанных энергосистем существует понятие «обеспеченность энергоснабжения в системе». Смешанные энергосистемы имеют обеспеченность энергоснабжения ниже, чем тепловые. Для смешанной энергосистемы гидроресурсы должны использоваться так, чтобы обеспеченность работы системы была наибольшей, т. е. ГЭС должна работать с наименьшей нагрузкой и при этом ее запасы гидроэнергии в водохранилище будут наибольшими. Однако при этом нарушается требование экономичного использования ГЭС в системе. Гидроэнергия должна использоваться по критерию максимума ее выгоды для системы. *Это требует оптимизации режима.* Такое противоречие в использовании гидроресурсов всегда существует. Балансы электроэнергии составляются с учетом этих требований.

5.6. Гидростанции с различной степенью регулирования стока в энергетических балансах

Гидростанции оказывают значительное влияние на работу всех станций системы, и поэтому необходимо хорошо понимать все особенности их участия в балансах мощности и энергии.

ГЭС без регулирования. Это «малая энергетика», но для полного изучения целесообразно рассмотреть и эти станции. ГЭС без регулирования использует только естественный расход реки. Она не может регулировать мощность, и ее режим является *вынужденным*. Она всегда работает в базовой части графика нагрузки, так как при этом приточность реки используется наиболее полно. Ее рабочая мощность не регулируется, резервов такая станция не несет, при изменении приточности меняется рабочая мощность.

ГЭС с суточным регулированием. У таких ГЭС существует жесткая связь между суточным стоком, суточной выработкой электроэнергии и графиком ее мощности. Необходимо в графике нагрузки системы определять такое место ГЭС, когда ее сток за сутки используется наиболее полно. Поскольку на ГЭС с суточным регулированием водохранилище выбирается по расчетным маловодным суткам, выработка ГЭС с увеличением приточности растет и станция перемещается в полупиковую, а затем и в базовую часть графика нагрузки системы. На рис. 5.6 показано место ГЭС в балансе максимальных мощностей системы.

ГЭС может нести нагрузочный резерв системы, если ее рабочая мощность меньше располагаемой. Аварийный резерв станция не несет, так как ее водохранилище мало и не может иметь в любое время аварийный запас гидроресурса.

ГЭС с годовым регулированием. Работа ГЭС с годовым регулированием определяется бы-товой приточностью и режимом использования водных ресурсов водохранилища за год. Имеются четыре характерных периода ее работы в системе (рис. 5.7).

1. Период сработки водохранилища, характерный для зимней межени. ГЭС работает в пиковой части графика нагрузки системы. Несет нагрузочный и аварийный резервы, если это предусматривается



Рис. 5.7. ГЭС с годовым регулированием стока в балансе максимальных мощностей системы

работки электроэнергии. Резервные функции с ГЭС снимаются.

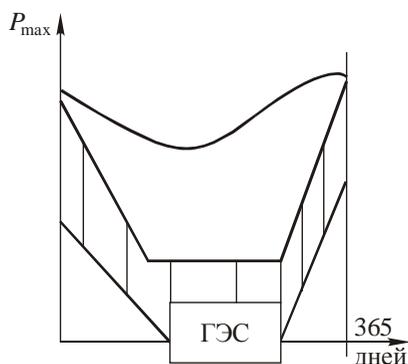


Рис. 5.6. ГЭС с суточным регулированием в годовом балансе максимальных мощностей системы

2. Период заполнения водохранилища. Обычно ГЭС с годовым регулированием работают в базе графика нагрузки системы с максимальной располагаемой мощностью. Главная задача в этот период – получить максимум выработки электроэнергии. Резервные функции с ГЭС снимаются.

3. Период холостых сбросов – ГЭС работает с максимальной располагаемой мощностью и не несет резервов. Она не может пропустить через свои турбины всю приточность, и часть воды сбрасывается.

4. Период работы на бытовом стоке без сработки водохранилища, заполненного в период паводка. Это обычно летне-осенняя межень. ГЭС перемещается в полупик, а затем и в пик графика нагрузки.

ГЭС с многолетним регулированием стока. Она может вырабатывать в пределах своей располагаемой мощности то количество электроэнергии, которое требуется в системе. Исключение составляют годы полной сработки многолетнего объема водохранилища, когда ГЭС работает только с годовым регулированием стока. В годы избыточной приточности при полностью заполненном водохранилище ГЭС работает по принципу максимального использования стока.

Совместная работа нескольких гидростанций в системе зависит от многих факторов. В их числе степень регулирования стока, установленные мощности, каскадное расположение с гидравлическими связями между станциями, одиночное расположение ГЭС на различных водотоках, характеристики оборудования и др. Задача должна решаться по критерию максимальной выгоды использования всех ГЭС в системе. Достаточно строго она может быть решена только при использовании оптимизационных моделей. Это специальные вопросы, и их можно изучить, пользуясь литературой [4, 8, 18].

Использование гидроресурсов ГЭС – это большой класс оптимизационных задач.

5.7. Баланс реактивной мощности

Баланс реактивной мощности влияет на уровни напряжения системы. Необходимо поддерживать его исходя из заданных уровней напряжения в определенных узлах системы. Уравнение баланса имеет вид

$$\sum Q_{генit} + \sum Q_{к.yt} + \sum Q_{ЛЭПit} = \sum Q_{ит} + \sum q_{потit}, \quad (5.13)$$

где $\sum Q_{генит}$ – реактивная мощность генераторов электростанций; $\sum Q_{к.ут}$ – мощность компенсирующих устройств; $\sum Q_{ЛЭПт}$ – зарядная мощность линий электропередач; $\sum Q_{нт}$ – реактивная мощность нагрузки потребителей; $\sum q_{потт}$ – потери реактивной мощности.

Приближенно можно оценить влияние каждой составляющей по (5.13). $\sum Q_{генит}$ – 60 % , $\sum Q_{к.ут}$ – мощность синхронных компенсаторов (СК) и батарей статических конденсаторов (БСК) – 20 % , $\sum Q_{ЛЭПт}$ – 20 % (в сетях с напряжением выше 110 кВ), $\sum q_{потт}$ – 20...30 %, причем в трансформаторах и автотрансформаторах теряется до 75 % этой величины. Основными потребителями реактивной мощности $\sum Q_{нт}$ являются промышленные предприятия, причем до 75 % потребляют асинхронные двигатели, до 20 % – трансформаторы предприятий, потери составляют 10 %. Баланс реактивной мощности поддерживается установками системы и потребителями. Обычно баланс реактивной мощности регулярно не планируется, но намечаются специальные мероприятия по его поддержанию, и это также важнейшее условие нормального электроснабжения. В энергосистеме имеются рабочие и резервные реактивные мощности на станциях и подстанциях.

При снижении приходной части баланса снижаются уровни напряжения и наоборот. Напряжение является одним из показателей качества электроэнергии, следовательно, регулируя баланс реактивных мощностей, необходимо поддерживать определенные уровни напряжения. Баланс реактивной мощности поддерживается в локальных зонах системы, а не по всей системе. Это связано с тем, что передавать реактивную мощность на большие расстояния невыгодно, так как передача реактивной мощности сопровождается потерями активной мощности и чем больше расстояние передачи, тем больше потери.

Агрегаты ГЭС легко переводятся из режима генератора в режим синхронного компенсатора, и поэтому ГЭС является мобильным источником реактивной мощности. Но практически все работающие генераторы системы генерируют реактивную мощность в зависимости от напряжения.

5.8. Резервы мощности

Резервы мощности необходимы для обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Общий резерв мощности складывается из следующих видов резерва: нагрузочного, аварийного, ремонтного и государственного (народнохозяйственного):

$$P_{\text{рез}} = P_{\text{нх}} + P_{\text{нагр}} + P_{\text{ав}} + P_{\text{рем}}. \quad (5.14)$$

Нагрузочный резерв мощности

Нагрузочный резерв предназначен для покрытия резких случайных колебаний нагрузки. Резкие толчки нагрузки могут быть при работе крупных прокатных станков, при трогании с места поездов электрофицированных железных дорог др. На графиках нагрузки обычно показываются осредненные мощности за 0,5...1 часа. В действительности мгновенные значения мощности имеют вид «пилообразной кривой», как это показано на рис. 5.8. В электрической системе все процессы протекают на электронном уровне и балансы мощности должны поддерживаться на таком уровне. Следовательно, энергосистема должна иметь дополнительную мощность для покрытия случайных увеличений нагрузки. Это – нагрузочный резерв.

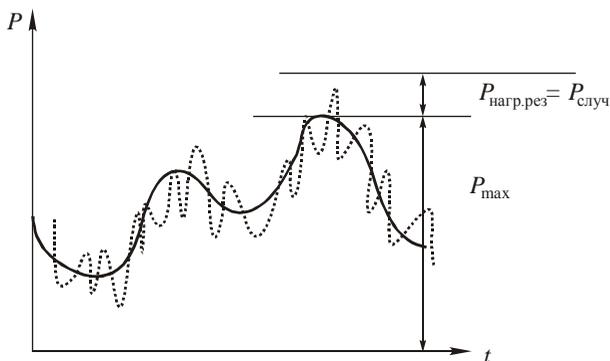


Рис. 5.8. Иллюстрация понятия «нагрузочный резерв»

Случайные нагрузки заранее неизвестны. Опыт работы энергосистем дает диапазон случайных нагрузок — 1...3 % максимальной нагрузки системы. Чем больше система, тем меньше относительная величина случайных изменений нагрузки. Энергосистемы обычно достаточно точно знают величины случайных изменений нагрузки.

Наиболее опасны случайные толчки нагрузки в момент прохождения максимума системы, поэтому величина нагрузочного резерва определяется в зависимости от максимальной нагрузки. При максимальных нагрузках мощности станций используются наибольшим образом. Для того чтобы покрывать случайное увеличение нагрузки, необходим горячий резерв мощности. Нагрузка меняется мгновенно, а самый быстрый пуск, пуск агрегата ГЭС, осуществляется за 2...5 мин. Следовательно, агрегаты нагрузочного резерва должны быть включены в сеть, и только тогда они смогут покрывать случайные толчки нагрузки, причем загрузка агрегатов должна производиться автоматически и быстро.

С внезапными изменениями нагрузки связана частота системы, и нагрузочный резерв называют также частотным.

Выбор величины частотного резерва – оптимизационная задача.

Аварийный резерв мощности

Аварийный резерв – это мощность, которая заменяет отключившиеся в результате аварии агрегаты или станции. Нельзя заранее предусмотреть, когда произойдет авария. Авария – случайное событие.

Имеется методика выбора аварийного резерва с учетом случайных показателей возникновения различных аварий с агрегатами системы [4, 9]. Ее суть заключается в сопоставлении затрат на установку резерва и ущерба от недоотпуска энергии (рис. 5.9). Ущерб зависит от вероятностей аварий и мощностей отключаемых агрегатов. Понятие «ущерб» теоретическое, в практике оценить ущерб очень трудно, а по существу – невозможно. Эта величина зависит от того, какие потребители отключаются и что для них значит перерыв электроснабжения. Особенно сложно это сейчас, при коммерческих ценах на продукцию потребителей.

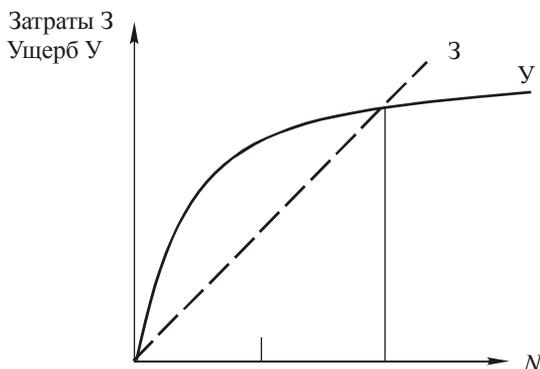


Рис. 5.9. Выбор мощности аварийного резерва

Наиболее вероятным является событие, при котором отключается один агрегат, менее вероятно – одновременное отключение двух агрегатов, еще меньше вероятность отключения трех агрегатов (табл. 5.3). Соответственно и уменьшается ущерб. Вероятность одновременного отключения трех агрегатов очень мала, поэтому дальнейшее увеличение числа аварийно отключившихся агрегатов рассматривать нецелесообразно. Ущерб падает, а затраты на установку каждого резервного агрегата сохраняются. Они линейно возрастают при увеличении числа агрегатов.

Эта методика содержит много условностей. Считается, что все агрегаты имеют одинаковую вероятность отключения, у всех одинаковая мощность и др.

Таблица 5.3

Характер роста ущерба от недоотпуска электроэнергии при авариях

Число аварийно одновременно отключившихся агрегатов	Вероятность события	Недоотпуск мощности	Недоотпуск энергии	Ущерб у потребителей от недоотпуска энергии
Один – 1	p_1	N	\mathcal{E}_1	Y_1
Два – 2	$p_2 < p_1$	$2N$	\mathcal{E}_2	Y_2
Три – 3	$p_3 < p_2$	$3N$	\mathcal{E}_3	Y_3

В практике используются величины, полученные на основании эксплуатационного опыта. Аварийный резерв меняется в широких пределах от 5 до 30 % мощности работающих агрегатов. Чем он больше, тем выше надежность. Аварийный резерв должен быть не меньше мощности самого крупного агрегата станций системы.

Держать в горячем состоянии все агрегаты аварийного резерва экономически невыгодно, поэтому такой резерв имеет четыре очереди использования.

Первая очередь – горячий резерв, для обеспечения надежной работы системы при случайных авариях. Величина этой мощности 3...5 %, и она определяется из условия сохранения бесперебойности электроснабжения, частоты и напряжения. Наиболее рационально размещать его на ГЭС либо на агрегатах ТЭС, которые работают с неполной мощностью.

Вторая очередь – холодный резерв, который включается в работу достаточно быстро, примерно за время 1...3 мин. Оборудование этого резерва должно быть подготовлено к пуску: электрическая схема собрана, котел находится в рабочем состоянии и др. Эта часть резерва может размещаться и на ГЭС и на ТЭС.

Третья очередь – резерв включается в течение 2...6 часов, и на это время мощность потребителей ограничивается. Этот резерв размещается на «холодных» агрегатах. Например, может потребоваться пуск котла.

Четвертая очередь – эта часть резерва предназначена для длительной замены оборудования на время его аварийно-восстановительного ремонта. Чаще всего он размещается на ТЭС.

Содержание резерва требует затрат. Для аварийного резерва необходимы энергоресурсы. На ГЭС всегда должен быть аварийный запас воды в водохранилище, а на ТЭС – запас топлива. На резерв относятся также амортизационные отчисления, часть заработной платы.

Ремонтный резерв мощности

На каждой электростанции в течение определенного времени агрегаты выводятся в ремонт. Плановые ремонты оборудования можно проводить только тогда, когда нагрузка энергосистемы снижается. Тогда на электростанциях появляется свободная мощность. На годовом графике максимальных нагрузок это соответствует провалу нагрузки (рис. 5.9). В такие периоды проводятся капитальные ремонты оборудования, длительность которых доходит до месяца и более.

Провал нагрузки дает ремонтную площадь $F_{\text{рем}}$. Для проведения ремонтов требуется площадь

$$F_{\text{треб}} = \Sigma P_{\text{нагр}} T_{\text{рем}}. \quad (5.15)$$

Если $F_{\text{рем}} > F_{\text{треб}}$, то ремонтный резерв не требуется. Если $F_{\text{рем}} < F_{\text{треб}}$, то требуется дополнительная мощность – ремонтный резерв

$P_{\text{рем.рез}}$ (рис. 5.10).

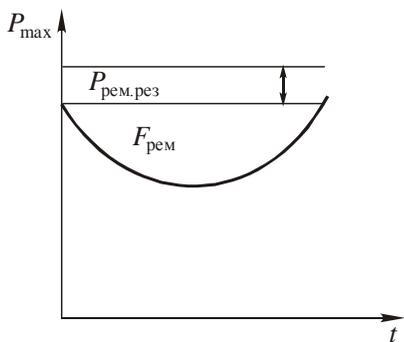


Рис. 5.10. Ремонтный резерв системы

Величина ремонтного резерва $P_{\text{рем.рез}}$ зависит от формы графика годовых максимальных нагрузок, от мощностей агрегатов электростанций и времени их ремонта. При значительном сезонном провале нагрузки ремонтный резерв может не потребоваться. Размещение ремонтного резерва является экономической задачей. На ГЭС ремонтным резервом для своих агрегатов может служить

сезонная мощность или специально установленные «лишние» агрегаты, которые заменяют агрегаты, находящиеся в ремонте. Для ремонта агрегатов ТЭС устанавливается, если есть необходимость, системный резерв мощности на одной или нескольких станциях.

Ремонтный резерв устанавливается только в том случае, если без него нельзя провести планово-предупредительные ремонты оборудования станций. Текущие ремонты проводятся регулярно и сводятся к ревизиям оборудования и устранению дефектов, которые не требуют разборки агрегатов. Обычно текущие ремонты проводятся в дни с пониженной нагрузкой, например, в выходные дни. На ТЭС всегда

предусматривается резерв для проведения текущих ремонтов в размере 4...8 % от установленной мощности станции. На ГЭС такой необходимости в ремонтном резерве нет, поскольку почти весь год ГЭС не работает полной мощностью.

Резерв для проведения капитальных ремонтов устанавливается тогда, когда в период летнего провала нагрузки тепловые станции не могут в полном объеме провести требуемые ремонты.

Размещение ремонтного резерва и составление графика проведения планово-предупредительных ремонтов – оптимизационная задача.

Народно-хозяйственный резерв мощности

Этот резерв предназначен для покрытия возможного повышения электропотребления выше планируемого уровня. Его величина 1...2 % от плановой величины электропотребления.

Балансы мощности и энергии ЭЭС составляются с учетом размещения всех видов резервов на электростанциях.

Задача расчета суточного баланса мощности системы

Цель работы. Составление баланса мощности системы смешанной энергосистемы.

Порядок выполнения работы

1. По данным табл. 5.4 определяются характерные параметры мощности электростанций и полученные результаты помещаются в табл. 5.5: установленная мощность; располагаемая; рабочая максимальная; резервная; регулируемая; базовая.

2. Определяется возможное размещение станций в графике нагрузки по его режимным зонам (базовой, полупиковой, пиковой).

3. Составляется баланс максимальных мощностей (для максимальной нагрузки). При этом учитываются заданные значения базовых мощностей (табл. 5.4), ограничения ГЭС по выработке электроэнергии и возможности станций (табл. 5.5).

Таблица 5.4

Исходные данные

Наименование параметра	ГЭС	КЭС	ТЭЦ
Установленная мощность, МВт	1200	2200	600
Связанная мощность, МВт	100	100	50
Ограничения по минимальной мощности других потребителей, МВт	200		400
Выработка электроэнергии ГЭС, млрд. кВтч	12		

4. Составляется баланс мощностей для всего графика нагрузки.

5. Определяется участие станций в покрытии нагрузки и выдаче необходимой для потребителей выработки электроэнергии.

6. Даются графики мощностей станций для суточного периода (рис. 5.11).

7. Определяется баланс электроэнергии для рассматриваемых суток и для года. При рассмотрении годового периода задаются данные:

- число часов использования максимальной нагрузки в пределах 5000...6000 часов;
- число часов использования установленной мощности ТЭЦ-6500, КЭС-6000, ГЭС-2500.

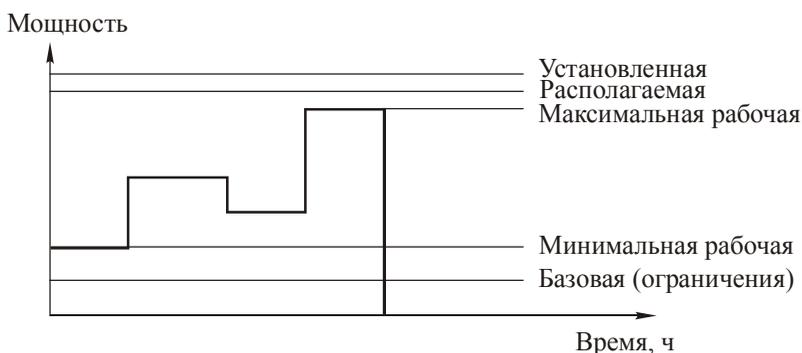


Рис. 5.11. График мощности станции

Порядок расчетов при составлении баланса мощностей. Рекомендуется составлять баланс мощности в следующем порядке (рис. 5.11). Данные помещаются в табл. 5.6.

1. В базе графика нагрузки размещаются базовые мощности электростанций, заданные в исходных данных.

2. Определяется место в графике нагрузке ГЭС (шаг 2). *Необходимо за суточный период полностью использовать заданную выработку электроэнергии ГЭС по принципу максимального вытеснения мощности тепловых станций. Эти расчеты выполняются подбором.*

Определяется выработка электроэнергии ГЭС, которая может быть использована для регулирования нагрузки

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС.рег}} = \mathcal{E}_{\text{зад}} - \mathcal{E}_{\text{ГЭС.баз}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{ГЭС.рег}}$ – регулируемая выработка электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{зад}}$ – выработка, заданная в исходных данных; $\mathcal{E}_{\text{ГЭС.баз}}$ – базовая выработка, определяемая заданными ограничениями по минимальной мощности ГЭС.

Величина $\mathcal{E}_{\text{ГЭС.рег}}$ размещается вначале в пиковой части графика нагрузки ЭЭС. Если выполняется условие

$$P_{\text{ГЭС.раб}} \leq P_{\text{ГЭС.расп}},$$

то этот режим принимается. Если приведенное условие не выполняется, то ГЭС перемещается в более плотную часть графика нагрузки до тех пор, пока не будет выполнено приведенное условие.

3. В базовой части графика нагрузки размещается наиболее экономичная тепловая станция. Будем считать, что КЭС более экономична, чем ТЭЦ.

4. Оставшуюся нагрузку будет покрывать конденсационная мощность ТЭЦ (шаг 4).

5. Определяется дефицит или избыток мощности. Если максимальная нагрузка $P_{\text{макс}}$ больше суммы располагаемых мощностей $\Sigma P_{\text{расп}}$, т. е.

$$P_{\text{макс}} > \Sigma P_{\text{расп}},$$

то будет дефицит мощности

$$P_{\text{деф}} = P_{\text{макс}} - \Sigma P_{\text{расп}},$$

при условии

$$P_{\max} < \Sigma P_{\text{расп}}$$

будет избыток мощности

$$P_{\text{изб}} = \Sigma P_{\text{расп}} - P_{\max} .$$

Расчеты оформляются в промежуточной табл. 5.4. Окончательный баланс определяется с учетом резервных мощностей.

Таблица 5.5

Параметры мощностей электростанций, МВт

Наименование параметра	Наименование станции			
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	
Установленная мощность				

Окончание табл. 5.5

Наименование параметра	Наименование станции			
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	
Связанная мощность: всего по различным причинам				
Располагаемая мощность				
Регулируемая мощность				
Базовая мощность				

Таблица 5.6

Баланс рабочих мощностей станций, МВт

Наименование параметра	Время, ч			
			
Нагрузка потребителей				

Потери мощности в сетях				
Рабочие мощности станций: всего ТЭС ГЭС				
Избыток мощности				
Дефицит мощности				

Контрольные вопросы к задаче

1. Что такое установленная мощность станции? Как она определяется?
2. Что такое связанная мощность станции? Какие причины вызывают разрывы мощности? Какое экономическое значение имеет связанная мощность?
3. Что такое вынужденная мощность станции? Чем определяются ограничения мощности?
4. Какие ограничения могут быть по минимальной и максимальной рабочим мощностям станции?
5. Как изменится баланс мощностей в весенне-летний период прохождения паводка на ГЭС?
6. Для чего составляется баланс мощностей?
7. Для чего составляется баланс электроэнергии?
8. Какие технические задачи решаются на основе баланса мощностей?
9. Какие коммерческие задачи решаются на основе баланса мощностей?
10. Каковы принципы составления баланса мощности и электроэнергии в тепловой системе?
11. Как оптимизировать баланс мощностей?

Задача выбора и размещения резервных мощностей энергосистемы

Цель работы. Изучение видов *оперативных* резервов мощности и методики определения и размещения на станциях резервных мощностей.

Порядок выполнения работы

1. На интервале времени максимальной нагрузки P_{\max} наносится величина нагрузочного $P_{н.р}$ и аварийного $P_{ав.р}$ резервов в размерах тех величин, которые указаны в тексте главы.

2. Определяются возможности станций для несения нагрузочного резерва. При этом учитываются их качества по маневренности и регулирующим способностям.

3. Нагрузочный резерв размещается на определенных станциях системы.

4. Определяются возможности станций для выполнения функции аварийного резерва.

5. Аварийный резерв размещается на определенных станциях.

6. Определяется величина горячего и холодного аварийного резерва мощности

$$P_{ав.р} = P_{гор.ав.р} + P_{хол.ав.р} \cdot$$

7. Определяется суммарная величина оперативного горячего резерва мощности

$$P_{гор.ЭЭС} = P_{н.р} + P_{гор.ав.р} \cdot$$

8. Оцениваются затраты на содержание резервов мощности.

9. Полученные результаты отражаются в табл. 5.7.

Определение затрат на содержание резервов мощности. Определение затрат на резервы требует учета случайных факторов, влияющих на состояние системы. Эта методика достаточно сложная и трудоемкая. Поэтому в данной задаче используется условная методика. Главное, что студент должен понимать, что резервы стоят денег и это учитывается в коммерческих отношениях.

Горячий резерв мощности – это недогруженные агрегаты. В ориентировочных расчетах можно считать, что на станциях, несущих горячий резерв мощности, будет перерасход топлива 10 % суточной величины. Потери гидроресурсов оцениваются такой же величиной. Следовательно, затраты энергоресурса в течение суток на содержание оперативного резерва мощности, если он размещается на нескольких ТЭС и одной ГЭС, будут

$$I_{опер.рез.рес} = 0.1 \Sigma b_{уд.ТЭС} \Theta_{ТЭС.к} Ц_k + 0.1 \Sigma b_{уд.ТЭС} Ц_k \Theta_{ГЭС},$$

где $b_{уд.ТЭС}$ – удельный расход топлива; $Ц_k$ – цена топлива; $Э_{ТЭС.k}$ – выработка электроэнергии k -й станции, несущей оперативный резерв; $Э_{ГЭС}$ – выработка электроэнергии ГЭС.

Необходимые для расчета цифровые данные студент задает самостоятельно.

Кроме затрат энергоресурса имеются затраты на эксплуатационно-ремонтное обслуживание резервных мощностей $I_{оп.рез.обсл.}$. Их можно принять равными 1...1.3 затрат на перерасход энергоресурса.

Следовательно, общие затраты на оперативный резерв

$$I_{опер.рез.гор} = I_{оп.рез.рес} + I_{оп.рез.обсл.}$$

Затраты на холодный аварийный резерв связаны с поддержанием в рабочем состоянии оборудования, которое будет использовано в случае аварийного отключения мощностей. Для станций, несущих аварийный резерв, их можно определить приближенно по выражению

$$I_{опер.рез.хол} = I_{опер.рез.гор} \cdot$$

Таблица 5.7

Размещение резервных мощностей на электростанциях

Наименование позиции	Данные по ЭЭС	Размещение резервных мощностей		
		ГЭС	КЭС	ТЭС
Нагрузочный резерв, МВт				
Аварийный резерв МВт: всего горячий холодный				
Затраты на содержание нагрузочного резерва, руб. за сутки				
Затраты на содержание аварийного резерва,				

руб. за сутки				
Покупка резерва мощности в других системах, руб. за сутки				
Необеспеченный резерв мощности, МВт				

Контрольные вопросы к задаче

1. Для чего устанавливается нагрузочный резерв мощности? Что будет, если его нет?
2. Для чего устанавливается аварийный резерв мощности? Что будет, если его нет?
3. Какой резерв называется оперативным? Почему?
4. Как случайные изменения нагрузки влияют на величину резерва мощности?
5. Как масштаб энергосистемы связан с относительной величиной нагрузочного резерва?
6. В каких случаях используется аварийный резерв?
7. Какие случайные события связаны с возможностью аварий в системе?
8. Как определяется величина горячего аварийного резерва мощности?
9. Как определяется величина холодного оперативного резерва мощности?
10. Как резервы мощности влияют на расход топлива в системе?
11. Как резервы мощности влияют на эксплуатационные издержки системы?
12. Как можно оптимизировать затраты на содержание резервов ЭЭС?

Заключение по главе 5

Энергетические балансы мощности и энергии играют исключительную роль в деятельности энергосистем. Они определяют задачи и методы обеспечения энергоснабжения. От балансов зависит режим работы станций и электрических сетей. От балансов зависят и экономические показатели работы предприятия и его издержки. В настоящее время балансы отражают основы товарной и ценовой стратегий на электроэнергетическом рынке. Трудно назвать такую задачу, которая

не была бы связана прямо или косвенно с энергетическими балансами, причем все они требуют оптимизации решений. Представленный материал не является исчерпывающим. Он только раскрывает суть этих вопросов и значимость энергетических балансов.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные виды энергетических балансов.
2. Запишите уравнение баланса активной мощности и электроэнергии.
3. Как связаны балансы мощности и энергии?
4. Какая связь имеется между энергетическими балансами и коммерческой деятельностью энергетических предприятий?
5. От каких факторов зависит участие станций в энергетических балансах?
6. Какие функции выполняют станции в энергетических балансах системы? От каких факторов зависит распределение функций?
7. Какие ограничения по мощности и энергии станций учитываются при составлении энергетических балансов?
8. Как используются ГЭС с годовым регулированием стока в энергетических балансах?
9. В какой последовательности выполняются расчеты по составлению энергетических балансов?
10. Что такое обеспеченность энергетического баланса для гидротепловой системы?
11. Запишите баланс реактивной мощности. Для чего он составляется?
12. Как связаны балансы активной и реактивной мощностей?
13. Какие виды резервов мощности и энергии могут быть в системе?
14. Как определяется величина нагрузочного резерва мощности и как он размещается в системе?
15. Как определяется величина аварийного резерва мощности?

16. Назовите задачи, которые решаются на основе энергетических балансов.

Заключение по разделу 1

Из краткого материала первого раздела учебника можно сделать ряд заключений.

Электроэнергетика является важной, сложной и специфичной промышленной отраслью государства. Управление энергетическими предприятиями сопровождается множеством разнообразных режимных задач. Большое число режимных задач является оптимизационными, а следовательно, для их решения необходимо использовать соответствующие модели, методы и алгоритмы.

Оптимизационные задачи чрезвычайно разнообразны. В тексте книги приведены примеры оптимизационных задач (они выделены в рамках).

- Составление энергетических балансов мощности и выработки электроэнергии.
- Наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями, агрегатами, системами, выбор и размещение резервных мощностей системы.
- Планирование капитальных ремонтов.
- Управление составом работающих агрегатов на станциях и многие другие.

Важность оптимизации режимов ЭЭС многократно возросла при функционировании объектов электроэнергетики на электроэнергетическом рынке. При этом необходимо учитывать технические, экономические, хозяйственные и коммерческие интересы энергетических объектов.

В последующих главах учебника приведены принципы, модели и методы ряда режимных задач с учетом этих особенностей.

РАЗДЕЛ 2

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ, МОДЕЛИ
И МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ
УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГОСИСТЕМ**

- **Математическое моделирование задач оптимизации режимов**
- **Методы оптимизации**
- **Оптимизация режимов энергосистем**
- **Оптимальное использование водных ресурсов гидроэлектростанций**

ГЛАВА 6

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

Задачи оптимизации режимов и особенности их математического моделирования. ≈ Общие положения алгоритмизации задач расчета режимов электроэнергетической системы

6.1. Задачи оптимизации режимов и особенности их математического моделирования

Обобщая имеющиеся предложения и практический опыт, можно составить список наиболее актуальных задач определения мощностей и выработки электроэнергии в системах.

- Составление плановых балансов мощности и выработки электроэнергии для различных периодов (от минут до года) и для различных объектов.
- Определение объемов и цен на долгосрочную, краткосрочную и оперативную продажу электроэнергии, мощности, резервов и др.
- Расчет сетевых тарифов с учетом потерь электроэнергии.
- Определение стоимости электроэнергии по зонам графика нагрузки и по сезонам года.
- Энергосбережение, в том числе и снижение потерь электроэнергии.
- Определение режима работы ТЭС.
- Определение режима использования водных ресурсов ГЭС.
- Построение обобщенных энергетических, экономических и стоимостных характеристик для электрических станций, зон электроснабжения, регионов и пр.

- Регулирование реактивной мощности и напряжения.
- Регулирование частоты.
- Выбор и размещение резервов мощности.

Перечисленные задачи не являются полным списком задач, в которых рассчитывается режим системы, а лишь показывают важность оптимизации режимов.

Для практического решения и программной реализации любой режимной задачи требуется ее формализация, которая включает пять этапов.

1. Содержательная постановка задачи оптимизации.
2. Составление математической модели.
3. Выбор метода решений.
4. Разработка алгоритма решения.
5. Информационное моделирование.
6. Программная реализация.

Содержательная постановка задачи. На этом этапе необходимо изучение основных процессов, происходящих в оптимизируемой системе, для получения наиболее полной характеристики объекта оптимизации, включая определение иерархического уровня управления. Это важно для определения класса задачи оптимизации и формулирования содержательной постановки задачи.

Каждая постановка задачи поиска оптимального решения должна удовлетворять как минимум двум требованиям:

- задача должна иметь не менее двух возможных решений;
- должен быть сформулирован критерий для выбора наилучшего решения.

С точки зрения классификации можно выделить следующие задачи оптимизации: управление функционированием системы, управление развитием системы и управление технологическими процессами.

Математическое моделирование. Остановимся кратко на тех положениях моделирования электроэнергетических задач, которые используются для их решения. Основное внимание в книге уделяется оптимизационным задачам. При этом самое большое значение придается правильной математической постановке задачи.

Известно, что самым дорогостоящим этапом оптимизационного исследования является построение модели. При построении модели следует учитывать только важнейшие характеристики системы. Необходимо также сформулировать логически обоснованные допущения,

выбрать форму представления модели, уровень ее детализации и метод реализации. Специалисты, обладающие одинаковым уровнем подготовки, рассматривая одну и ту же реальную систему, могут предложить совершенно различные модели. В оптимизационных исследованиях обычно используются модели двух основных типов: аналитические и регрессионные.

Аналитические модели включают в себя уравнения материального и энергетического балансов, соотношения между техническими характеристиками и уравнения, описывающие физические свойства и поведение системы на уровне технических принципов.

При моделировании важно четко определить *границы изучаемой системы*. Они задаются пределами, отделяющими систему от внешней среды. В процессе решения задачи может возникнуть вопрос о расширении границ системы. Это повышает размерность и сложность модели. В инженерной практике следует стремиться к разбиению больших систем на относительно небольшие подсистемы. При этом необходимо иметь уверенность в том, что такая декомпозиция не приведет к излишнему упрощению реальной ситуации.

Если свойства системы определены и ее границы установлены, то на следующем этапе моделирования задачи оптимизации выбирается *критерий* (целевая функция), на основе которого можно оценить поведение системы и выбрать наилучшее решение. В инженерных приложениях обычно применяются критерии экономического характера.

Критерием могут быть и технологические факторы: продолжительность процесса производства, количество потребляемой энергии и др. Часто ситуация осложняется тем, что в решении задачи необходимо обеспечить экстремальные значения нескольких противоречивых критериев. В этом случае говорят о многокритериальных задачах.

На следующем этапе моделирования задачи оптимизации необходимо выбрать *независимые и зависимые переменные*, которые должны адекватно описывать функционирование системы.

При выборе независимых переменных следует:

- провести различие между переменными, значения которых могут изменяться в достаточно широком диапазоне, и переменными, значения которых фиксируются в процессе оптимизации;
- выделить параметры, которые подвержены влиянию внешних и неконтролируемых факторов;

- независимые переменные выбрать таким образом, чтобы все важнейшие технико-экономические решения нашли отражение в математической модели задачи.

Неверный выбор независимых переменных может привести к получению псевдооптимальных решений.

Для зависимых переменных должна быть установлена связь с независимыми. Она может быть регрессионного типа, фиксированной, неявной и др. Зависимые переменные, как правило, являются параметрами выхода модели и определяются требованиями к результатам функционирования объекта.

Например, расход топлива – независимая переменная, а мощность – зависимая. Их связь отражается в энергетической характеристике станции.

В общем виде оптимизационная математическая модель включает: формальное описание задачи; критерий решения задачи; независимые и зависимые переменные; уравнения связи между независимыми и зависимыми переменными; ограничения на переменные в форме равенств и неравенств (обычно они определяются верхними и нижними границами изменения параметров системы).

Классификация моделей оптимизации. Классификацию можно проводить по различным условиям: влиянию внешней среды, виду информации, риску принятия решения и др.

Принятие решения в условиях определенности характеризуется однозначной (*детерминированной*) связью между принятым решением и его исходом. Детерминированной можно считать систему, в которой элементы взаимодействуют точно предвидимым образом.

Детерминированная модель отражает поведение системы с позиций полной определенности в настоящем и будущем. Поведение такой системы предсказуемо, если известны текущие состояния ее элементов и законы преобразования информации, циркулирующей между ними. Для простой системы задача поиска наилучшего решения в этом случае сведется к перебору всех возможных решений и выбору наиболее оптимального.

Зачастую в практике такой очевидный подход неприемлем, так как для реальных систем число возможных вариантов решений огромно. Кроме того, часто трудно установить предпочтение между двумя или несколькими исходами, каждый из которых является лучшим по различным показателям. Большинство задач лишь условно можно считать

детерминированными. Однако на практике многие из них решаются именно в этой постановке, что объясняется необходимостью иметь однозначные решения для управления режимами и сложностью, а иногда и невозможностью учета вероятностных свойств системы.

Неопределенность информации может быть связана с самой природой событий или процессов. В энергетике это общее положение. В тех случаях, когда с каждой принимаемой стратегией связано целое множество возможных результатов, говорят о принятии решений в условиях неопределенности и риска.

Для оптимизационных задач имеют значение число и вид критериев эффективности. Выделяют однокритериальные и многокритериальные задачи.

Вид функции, описывающей цель, позволяет говорить о задачах линейных и нелинейных, а тип переменных – о непрерывных и дискретных задачах, учет распределенности процессов во времени – о статических и динамических задачах.

Математическая модель задачи оптимизации в общем виде включает следующие компоненты.

1. Целевая функция – критерий оптимизации

$$F(X, Y) \Rightarrow \text{extr} . \quad (6.1)$$

2. Уравнения связи, определяющие зависимость между переменными:

$$W(X, Y) = 0 . \quad (6.2)$$

Эта связь часто имеет вид определенных характеристик объекта, например энергетических характеристик. Связь между X и Y может быть явная или неявная.

3. Уравнения ограничений показывают допустимые условия изменения независимых и зависимых переменных и функций от них:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max} , \quad (6.3)$$

$$Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max} , \quad (6.4)$$

$$h_{\min} \leq h'(X, Y) \leq h_{\max} . \quad (6.5)$$

После формулирования задачи оптимизации необходимо выбрать метод оптимизации и методы учета ограничений, которым посвящена глава 7.

6.2. Общие положения алгоритмизации задач оптимизации режимов электроэнергетической системы

Математическая модель позволяет провести алгоритмизацию задачи для разработки программы ее решения.

Приведем пояснения по разработке алгоритмической структуры задач оптимизации режима системы.

Структурные модели объектов при оптимизации режима.

Цель структурной модели – это создание обоснованной схемы для оптимизации режима электроэнергетической системы. Структурная модель отражает особенности процесса производства и включает те элементы, которые должны быть учтены при оптимизации. Она должна учитывать технологические, хозяйственные и коммерческие особенности объектов управления.

Обычно использовалась технологическая модель ЭЭС. В настоящее время нужна хозяйственно-технологическая модель, в которой учтены хозяйственные и коммерческие связи между предприятиями.

Разработка структурной модели ведется на основе: целей; критериев; технических, технологических и хозяйственных возможностей и ограничений.

Могут быть различные цели: минимизация затрат или издержек, развитие производственных мощностей, повышение надежности, завоевание рынка, создание конкурентных преимуществ, получение коммерческого успеха. Все они требуют соответствующей структурной модели, а затем и алгоритма оптимизации. Структурная модель определяет последующие модели представления ЭЭС.

Модель должна иметь такой вид, который позволяет производить оптимизацию нормального режима электрической системы. Если станции и сетевые предприятия указываются в границах своей хозяйственной деятельности, то это хозяйственно-технологическая модель.

Объектом исследования может быть как часть ЭЭС (электрические станции, электрические сети, нагрузка, зоны сети и другие), так и вся

система в целом. Моделирование объекта основано на разработке и преобразовании четырех взаимосвязанных моделей, в которых указаны главные элементы для расчетов.

Технологическая модель (ТМ) – схема преобразования энергетического ресурса в электроэнергию и соответствующие характеристики станций.

Электроэнергетическая модель (ЭЭМ) – схема, в которой станции задаются своими энергетическими характеристиками в координатах, отвечающих критериям оптимизации.

Электроэнергетическая модель с хозяйственными связями (ЭЭХМ) – схема ЭЭС, в которой указаны границы хозяйственной самостоятельности объектов и стоимость их товара (электроэнергии и мощности).

Развитием трех предыдущих моделей является электрическая модель (ЭлМ) – это электрическая схема системы, которая позволяет оптимизировать режим системы по классическим законам электротехники.

Задача заключается в том, чтобы преобразовать хозяйственно-технологическую модель в электрическую. Это очень важный вопрос. При получении схемы замещения и эквивалентных параметров отдельных хозяйственных единиц или зон электроснабжения нельзя применять классические приемы электрического эквивалентирования [10]. Необходимо учитывать связь с критерием оптимизации, а следовательно, изменчивость параметров режима для каждой единицы. Если параметры определены без учета критерия оптимизации, то и решение не может быть оптимальным и коммерческий результат будет неверным. По существу, это новая задача электрического эквивалентирования в схеме системы с хозяйственными связями.

6.3. Критерии оптимизации в энергетических режимных задачах

В режимных задачах используются различные критерии оптимизации: технические, экономические и коммерческие. Могут рассматриваться объединения, энергосистемы, электрические станции, предприятия электрических сетей. Это обуславливает разнообразие задач и критериев оптимизации режимов.

Критерии оптимизации внутростанционных режимов электростанции. Для электростанций решается задача внутростанционной оп-

тимизации режимов и чаще всего используются технические критерии, такие как издержки или минимум расхода топлива станции (для ГЭС минимум гидроресурса)

$$B_{\text{ст}} = \sum_i B_i(P_i) \Rightarrow \min, \quad (6.6)$$

либо максимум КПД

$$\eta_{\text{ст}} = \sum_i \eta_i(P_i) \Rightarrow \max. \quad (6.7)$$

Оптимизация режимов направлена на выбор оптимального состава работающего оборудования (i) и активных (P_i) и реактивных (Q_i) мощностей агрегатов. Задача решается на любых временных интервалах от минут до года. По этим критериям строится эквивалентная энергетическая характеристика станций.

Критерий оптимизации режимов электрической сети. Электрическая сеть может включать одно или несколько сетевых предприятий (СП). При оптимизации режима электрической сети критерием могут быть потери энергии (или мощности) в сети, т. е. минимум потерь активной мощности:

$$\Delta P_t \Rightarrow \min \quad (6.8)$$

и минимум потерь энергии

$$\Delta \mathcal{E}_t = \sum_t \Delta P_t \Delta \tau_t. \quad (6.9)$$

По этим критериям можно получить эквивалентную оптимальную характеристику потерь.

Может использоваться и критерий максимума прибыли для j объектов:

$$\Pi_t = \sum_t \sum_j P_{\text{СП}tj} \Rightarrow \max. \quad (6.10)$$

Критерий оптимизации режимов электрической сети для нескольких СП, взаимодействующих при транспорте электрической энергии на принципах хозяйственной самостоятельности, учитывает, что каждое предприятие выступает на рынке со своей ценой на услугу по пе-

редаче. Тогда оптимальным будет такой режим, при котором в интересах покупателей минимизируется стоимость передачи энергии всех СП.

$$C_{СП} = \sum_j C_{СПj}(\Theta_{СПj}) \Rightarrow \min . \quad (6.11)$$

Одновременно могут минимизироваться и потери мощности по (6.8).

Могут применяться и другие критерии (доход, прибыль, рентабельность), но и при этом будет сохраняться требование к минимизации затрат на каждом предприятии по критериям внутренней деятельности и по всей системе по критерию совместной деятельности.

Критерии оптимизации режимов электроэнергетической системы.

При оптимизации режима электроэнергетической системы необходимо учитывать ее технические и хозяйственные особенности: территориальный масштаб, возможности производства электроэнергии и др.

Рассмотрим наиболее типовые виды энергосистем и их критерии оптимизации.

- Оптимизация режимов субъектов, функционирующих на оптовом рынке России. Управление оптовым рынком ведется организационными структурами РАО ЕЭС, которые на основе торгов формируют ценовую политику рынка на всех временных интервалах. Цены, заявленные субъектами рынка (поставщиками энергии), определяют востребованность их товара. Если цены велики, то товар может быть полностью или частично не востребован. Субъектами оптового рынка являются электростанции РАО ЕЭС (ЭС_{ЕЭС}), сетевые компании ФСК, крупные потребители, АО энерго. Методы составления энергетических балансов достаточно хорошо разработаны. Оптимизация режима может проводиться в различных задачах по критериям минимума цены по ЕЭС, минимума издержек или максимума прибыли. Режим главным образом влияет на издержки и оптимальным будет при

$$I_{ЕЭС} = \sum I_{ЭС_{ЕЭС}} + \sum I_{АО \text{ энерго}} + \sum I_{ФСК} \Rightarrow \min . \quad (6.12)$$

Но если использовать критерий минимума цены

$$C_{ЕЭС} = \sum C_{ЭС_{ЕЭС}} + \sum C_{АО \text{ энерго}} + \sum C_{ФСК} \Rightarrow \min , \quad (6.13)$$

то энергетические балансы изменятся. Чаще применяется критерий (6.13).

- Система в виде объединения нескольких АО энерго типа ОЭС или в виде ПУЛа, как принято в зарубежной энергетике. ПУЛ – добровольное объединение энергосистем для совместной деятельности. В энергосистемы могут также входить генерирующие компании, включающие одну или несколько электростанций, несколько сетевых компаний или потребителей. Критерием оптимизации является в общем случае минимум цены или в частном – минимум издержек.

- Энергосистемы существующего типа АО энерго, в которых электростанции и сетевые предприятия являются дочерними предприятиями и ведут общую хозяйственную деятельность. Содержание этой задачи глубоко изучено и освещено в литературе. Критерием оптимизации является минимум полных издержек

$$I_{\text{АО энерго}} \Rightarrow \min . \quad (6.14)$$

В отдельных случаях можно минимизировать затраты на топливо, если режим не влияет на другие составляющие затрат предприятий, т. е.

$$I_{\text{топл}} = \sum_k I_k \Rightarrow \min . \quad (6.15)$$

В отечественной литературе, изданной до 1990 года, обычно принимался критерий минимума расхода условного топлива. Политика цен на топливо не отражала его действительной стоимости, и поэтому важно было добиваться снижения расхода топлива. При таких условиях оптимальный режим соответствует минимуму расхода условного топлива

$$B_{\text{ут.сист}} = \sum_k B_{\text{ут}k} \Rightarrow \min . \quad (6.16)$$

В настоящее время режимные задачи имеют значение для коммерческих отношений и должен использоваться критерий прибыли, причем оптимальным будет режим, при котором прибыль для предприятия (станции, компании)

$$\Pi \Rightarrow \max . \quad (6.17)$$

На критерий прибыли большее влияние имеют организационно-политические решения, чем выбор режимных параметров электроэнергии и мощности. При максимизации прибыли самым простым является

путь увеличения отпускных тарифов, что противоречит социальным принципам. Но и при использовании критерия прибыли центральное значение имеет управление издержками и снижение их за счет управления режимами.

При оптимизации режимов системы наиболее общим является критерий минимума ее издержек, который в дальнейшем и будет рассматриваться.

Заключение по главе 6

Математическое моделирование задачи является основным этапом ее формализации и дальнейшей разработки методов расчета. В главе рассмотрены основные этапы формализации задачи оптимизации, критерии оптимизации при решении задач разного иерархического уровня.

Вопросы для самопроверки

1. *Что такое математическая модель задачи, какой порядок ее разработки?*
2. *Какие виды структурных моделей ЭЭС вы можете назвать, в чем их отличие?*
3. *Дайте состав уравнений оптимизационной модели.*
4. *Что такое критерий оптимизации режимов? Назовите основные критерии.*
5. *Что дает оптимизация режимов?*

ГЛАВА 7

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ

*Математическая формулировка задач оптимизации. ≈
Методы нелинейного программирования. ≈ Градиентный
метод. ≈ Метод Ньютона. ≈ Учет ограничений в виде
равенств. ≈ Учет ограничений в виде неравенств*

7.1. Математическая формулировка задач оптимизации

В общем случае задача оптимизации формулируется как задача математического программирования следующим образом.

Дана целевая функция нескольких переменных

$$F = F(Z). \quad (7.1)$$

Эти переменные связаны между собой уравнениями связи

$$W(Z) = 0. \quad (7.2)$$

Уравнения вида (7.2) будем называть ограничениями типа равенств.

Переменные могут быть связаны неравенствами

$$h(Z) \geq 0. \quad (7.3)$$

Их мы будем называть ограничениями типа неравенств.

Необходимо найти вектор переменных Z , обеспечивающий минимум ЦФ F .

Сами переменные должны быть неотрицательны или находиться в пределах

$$Z_{\min} \leq Z \leq Z_{\max}. \quad (7.4)$$

Если целевая функция и ограничения линейны, то задачу можно решать методами линейного программирования. Если хотя бы одна из функций нелинейна, то это задача нелинейного программирования.

Нелинейное программирование разделяется на выпуклое и невыпуклое. В задачах выпуклого программирования целевая функция выпукла, и ограничения типа неравенств составляют выпуклое множество, т. е. они вогнуты. Это означает, что целевая функция имеет один минимум (локальный экстремум совпадает с глобальным). Еще говорят, что это одноэкстремальная задача и целевая функция унимодальна.

Для задачи линейного программирования это всегда имеет место. Если целевая функция квадратична, то это задача квадратичного программирования, частный случай выпуклого программирования.

В задачах невыпуклого программирования целевая функция имеет несколько локальных экстремумов. И надо среди них найти глобальный, который соответствует минимуму целевой функции. Это многоэкстремальные задачи, что усложняет их решение.

Для энергетических задач характерна нелинейность целевой функции и ограничений. Например, нелинейные параметры электрических нагрузок (статические характеристики), потери мощности нелинейны относительно параметров режима, уравнения установившегося режима тоже нелинейны (ограничения типа равенств). Причем нелинейности могут быть более сложными, не квадратичными. Поэтому для решения задачи оптимизации режима энергетической системы применяются методы нелинейного программирования.

В нелинейном программировании, к сожалению, нет единого метода решения задач, подобно симплекс-методу линейного программирования, который позволял бы находить оптимальное решение для всех задач. Приходится для каждой задачи подбирать свой метод.

В основе методов нелинейного программирования лежат методы дифференциального исчисления в совокупности с различными методами учета ограничений типа равенств и неравенств.

В зависимости от вида неизвестных (переменных) методы математического программирования подразделяются на методы непрерывного, дискретного и целочисленного программирования. Последние два подкласса обычно объединяют в один – дискретного программирования, так как задачи целочисленного программирования можно привести к задачам дискретного. Очень часто при решении оптимизацион-

ных задач принимают, что переменные не являются дискретными или целочисленными, сводя их к непрерывным.

Переменные Z разделяются на два подмножества X и Y . Подмножество X включает независимые переменные, т. е. те параметры, которые могут регулироваться. Задача оптимизации и заключается в определении таких независимых переменных, при которых получается минимум целевой функции. Подмножество Y включает зависимые переменные, т. е. те, которые могут быть вычислены через независимые переменные, тогда

$$Z(X, Y) = Z(Y(X), X), \quad (7.5)$$

где $Y = Y_1, \dots, Y_m$, а $X = X_1, \dots, X_n$.

Отсюда

$$F(X, Y) = F(X_1, \dots, X_n, Y_1, \dots, Y_m), \quad (7.6)$$

и ограничения типа равенств принимают вид

$$\left. \begin{aligned} w_1(X_1, \dots, X_n, Y_1, \dots, Y_m) &= 0, \\ \dots \\ w_m(X_1, \dots, X_n, Y_1, \dots, Y_m) &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (7.7)$$

Из этой системы определяются зависимые переменные. Их число должно быть равно числу уравнений ограничений.

Оптимальный режим должен удовлетворять системе ограничений типа неравенств на независимые и зависимые переменные

$$X_{i \min} \leq X_i \leq X_{i \max}, \quad (7.8)$$

$$Y_{j \min} \leq Y_j \leq Y_{j \max}, \quad (7.9)$$

а также системе ограничений на функциональные зависимости, т. е. на переменные зависимые от X и Y :

$$h_k \min \leq h_k(X, Y) \leq h_k \max. \quad (7.10)$$

Давайте введем некоторые понятия и посмотрим подходы к решению этой задачи [1].

Линия (поверхность) равного уровня целевой функции – геометрическое место точек в пространстве независимых переменных X_i , в которых целевая функция имеет одно и то же значение $F = \text{const}$. На рис. 7.1 они показаны для двухмерной задачи.

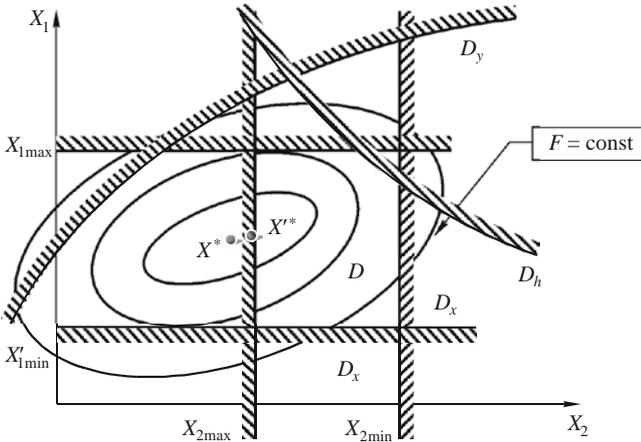


Рис. 7.1. Область допустимых значений

Каждая из систем неравенств (7.8) – (7.10) определяет некоторую допустимую область D_X , D_Y , D_h . В пространстве независимых переменных X область D_X для двухмерного случая имеет вид параллелограмма, ограниченного переменными X_1 и X_2 . Поверхности D_Y и D_h определяют допустимые области от зависимых и функциональных ограничений. Но есть общая, результирующая область D , удовлетворяющая всем ограничениям, определяемая пересечением областей $D = D_X \cap D_Y \cap D_h$. И надо найти минимум целевой функции внутри этой области.

Абсолютным минимумом называется точка экстремума $F(X)$ без учета ограничений в форме неравенств (точка X^* на рис. 7.1). Условным (относительным) экстремумом называют точку на границе области D , где $F(X)$ принимает минимальное значение внутри области D . В нашем случае это точка X'^* .

Если функция унимодальна (имеет один минимум), то оптимальное решение является глобальным. Если функция мультимодальна (многоэкстремальна), то найденное решение не обязательно глобально, оно может быть локально.

Алгоритмы нелинейного программирования в общем случае дают лишь локальное решение (не гарантируют глобальный оптимум). Попадание в тот или иной экстремум зависит от исходного приближения и от метода отыскания экстремума.

В большинстве наших задач целевые функции унимодальны и чаще всего выпуклы вниз, и не возникает проблемы отыскания глобального минимума среди локальных.

7.2. Методы нелинейного программирования

Суть всех методов нелинейного программирования – в построении последовательности точек $X^0, X^1, X^2, \dots, X^k$, стремящихся к X^* – экстремуму F (рис. 7.2). Здесь X – вектор независимых переменных размерностью n ; X^0 – вектор переменных начального (исходного приближения).

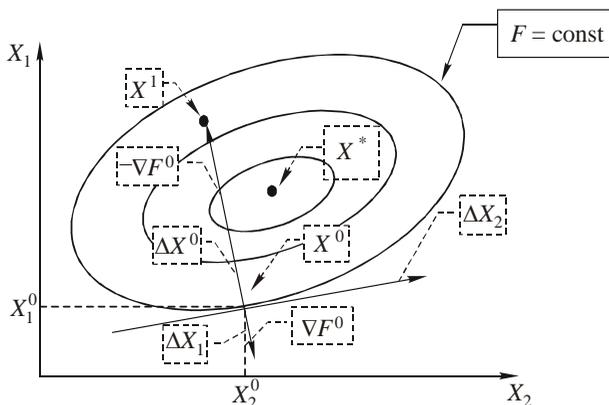


Рис. 7.2. Возможные направления движения

Построение этих последовательных траекторий надо делать так, чтобы $F(X^{i+1})$ была меньше $F(X^i)$, т. е. каждая следующая точка

должна быть лучше предыдущей. Здесь i – номер итерации. Таким образом, эти методы относятся к классу итеративных.

Во всех методах построение этой траектории подчиняется общему рекуррентному выражению

$$X^{i+1} = X^i + t^i \Delta X^i. \quad (7.11)$$

Здесь ΔX определяет направление изменения переменной и величину ее изменения. При начальном значении переменных можно найти $F(X^0)$, а дальше перейти к $F(X^1)$. Для этого надо найти ΔX^0 на этой итерации и t^0 . Затем перейти к X^2 , X^3 и так далее, пока не достигнем X^* .

Направление ΔX_1 на рис. 7.2 приводит к возрастанию функции, направление ΔX^0 – к ее уменьшению, а направление ΔX_2 , лежащее в плоскости касательной к поверхности равного уровня F , не приводит к уменьшению целевой функции. Таким образом, любое направление, отличное от касательной, можно рассматривать как возможное. Любое, поскольку направление возрастания можно сделать направлением убывания реверсом ($-\Delta X_1$).

Зная вектор ΔX^0 , мы можем перейти или в конец этого вектора X^1 ($t = 1$), или в любую точку этого вектора ($t \neq 1$).

Все методы нелинейного программирования отличаются следующим:

- 1) способом выбора направления ΔX ;
- 2) тем, как это направление используется (способом определения t).

Сначала рассмотрим методы отыскания абсолютного экстремума, поскольку они имеют первостепенное значение в нелинейном программировании.

Затем рассмотрим методы учета ограничений типа равенств и неравенств.

7.2.1. Градиентный метод

Если в точке X^0 (рис. 7.2) проведена касательная к $F = \text{const}$, то нормаль к этой касательной (еще говорят вектор, ортогональный к касательной) покажет направление наибольшей скорости возрастания F

и этот вектор называют градиентом функции F в точке X^0 и обозначают $\text{grad}F^0 = \nabla F^0$. Противоположное ему направление называют направлением антиградиента $(-\nabla F^0)$, и оно является наилучшим из возможных направлений убывания F .

В градиентном методе движение всегда осуществляется в направлении наибольшего убывания целевой функции

$$\Delta X^i = -\text{grad}F(X^i) = -\nabla F(X^i). \quad (7.12)$$

Вектор градиента определяется через производные $F(X)$ по всем n -независимым переменным

$$\nabla F = \begin{pmatrix} \frac{dF}{dX_1} \\ \dots \\ \frac{dF}{dX_n} \end{pmatrix}. \quad (7.13)$$

Чтобы воспользоваться рекуррентным выражением градиентного метода

$$X^{i+1} = X^i - t^i \nabla F(X^i), \quad (7.14)$$

необходимо на каждом шаге итерационного процесса вычислять по соответствующим аналитическим выражениям значения производных

$$\frac{dF}{dX_j}.$$

На рис. 7.3 показана траектория наискорейшего спуска к минимуму функции по градиентному методу.

Критерий окончания расчета основан на сравнении значения целевой функции на двух соседних итерациях.

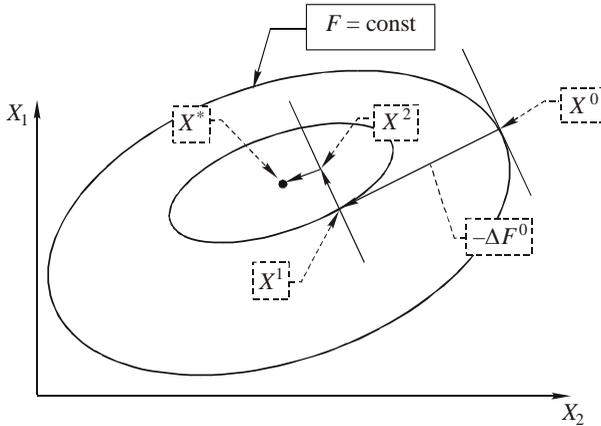


Рис. 7.3. Траектория наискорейшего спуска

Если убывание целевой функции мало, т. е.

$$|F^{i+1} - F^i| \leq \varepsilon, \quad (7.15)$$

где ε – некоторая заданная малая величина, которая определяет точность расчета, то найдено приближенное значение минимума.

Это достаточно просто организованный контроль сходимости, но в случаях функций с оврагом он не дает приблизиться к экстремуму.

Более строгой является проверка длины градиента

$$|\nabla F| = \sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial F}{\partial X_j} \right)^2}, \quad (7.16)$$

которая сравнивается с заданной малой величиной

$$|\nabla F| \leq \varepsilon. \quad (7.17)$$

Ведь в точке экстремума все частные производные $\frac{\partial F}{\partial X_j}$ равны нулю.

Таким образом, градиентный метод дает направление спуска. Но чтобы организовать наискорейшее движение к минимуму, показанное на рис. 7.3, на каждой итерации надо определить оптимальную длину шага, а он зависит от выбора коэффициента t .

Существует несколько способов определения длины шага. Первый способ основан на использовании постоянного коэффициента t . Его исходная величина задается в виде константы, и делается шаг в направлении антиградиента. При этом необходим контроль правильного задания длины шага так, чтобы

$$F^{i+1} \leq F^i. \quad (7.18)$$

Если условие не выполняется, то необходимо уменьшить длину шага

$$t = \frac{t_{\text{исх}}}{a}, \quad (7.19)$$

где a , как правило, равно 2,0. И с новым t сделать шаг в направлении антиградиента на этой же итерации.

И так до тех пор, пока не выполнится условие (7.18). Достоинство – простота. Недостаток – большое количество итераций, особенно при неудачно выбранных исходных a и t . Надо отметить, что при этом способе не определяется оптимальная длина шага.

Второй способ дает возможность найти оптимальный шаг, поскольку он вычисляется из условия определения минимального значения функции в направлении спуска.

Надо найти такое значение t , при котором достигается минимум $F(X)$ на направлении ΔX . Для каждого направления ΔX можно получить зависимость $F(t) = F(X^i + t\Delta X^i)$, имеющую один экстремум

для унимодальной функции. При заданных X^i и найденном ΔX^i F есть функция одной переменной t (рис. 7.4).

Если известно аналитическое выражение $F(t)$, то с помощью классического метода легко получить $t_{\text{опт}}$. Для этого надо продифференцировать $F(t)$, приравнять производную к нулю $\frac{\partial F(t)}{\partial t} = 0$ и решить уравнения относительно t . Однако получить такую зависимость бывает сложно, а сама она может быть нелинейной. Поэтому используют аппроксимацию функции, т. е. заменяют функцию более простой,

минимум которой найти проще. Чаще всего $F(t)$ аппроксимируют полиномом второй степени – параболой ($F_{\text{ап}}$ на рис. 7.4):

$$F_{\text{ап}} = at^2 + bt + c. \quad (7.20)$$

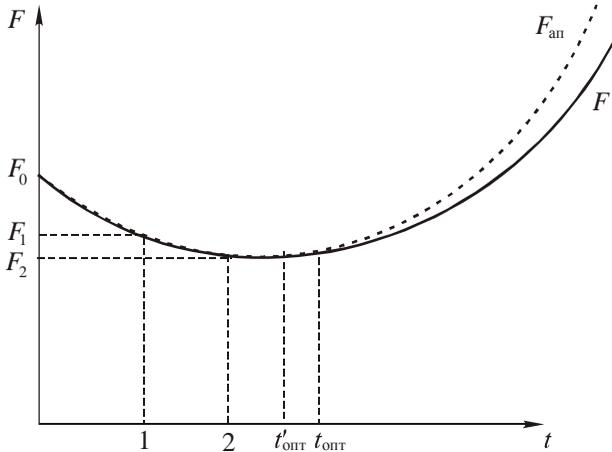


Рис. 7.4. Определение оптимального коэффициента t

Далее находят минимум параболы $t'_{\text{опт}}$ и распространяют это решение на саму функцию, минимум которой в точке $t_{\text{опт}}$

$$\frac{\partial F_{\text{ап}}}{\partial t} = 2at + b = 0, \quad (7.21)$$

откуда

$$t'_{\text{опт}} = -\frac{b}{2a}. \quad (7.22)$$

Чтобы провести одну параболу, надо иметь три точки. Поэтому a , b , c можно найти, если вычислить функцию $F(t)$ в любых трех точках. Удобно принять значения F_0 , F_1 , F_2 в точках X_0 , $X_1 = X_0 + \Delta X$, $X_2 = X_0 + 2\Delta X$, т. е. вычислить функцию соответственно в исходной точке и в точках X_1 , X_2 при $t=0$, $t=1$, $t=2$ вдоль вектора ΔX .

Получим три уравнения с тремя неизвестными:

$$\left. \begin{aligned} F_0 &= c, \\ F_1 &= a + b + c, \\ F_2 &= 4a + 2b + c. \end{aligned} \right\} \quad (7.23)$$

Решая их, находим a , b , c и затем

$$t'_{\text{опт}} = -\frac{b}{2a} = \frac{3F_0 - 4F_1 + F_2}{2F_0 - 4F_1 + 2F_2}. \quad (7.24)$$

Замена функции параболой называется методом квадратичной интерполяции. Возможна аппроксимация функции кубоидой, а не параболой. Это метод кубической интерполяции. И, наконец, определить $t_{\text{опт}}$ можно численными методами поиска минимума функции одной переменной.

С помощью методов интерполяции мы находим минимум аппроксимирующих функций и считаем его минимумом заданной функции.

Численные методы, такие как метод Фибоначчи и метод золотого сечения, позволяют непосредственно определить минимум заданной функции. Иногда это единственно возможная стратегия поиска [6].

7.2.2. Метод Ньютона

Этот метод относится к методам второго порядка и обладает лучшей сходимостью по сравнению с другими методами. Число итераций – единицы, что в десятки раз меньше по сравнению с методами возможных направлений. Идея метода, в отличие от градиентных методов, заключается в квадратичной аппроксимации целевой функции.

В градиентном методе применяется линейная аппроксимация и в ряде Тейлора сохраняется первая производная и движение к минимуму осуществляется в направлении антиградиента. Новая точка получалась по рекуррентному соотношению (7.14).

Квадратичная аппроксимация получается, если в ряде Тейлора мы сохраняем и члены второго порядка (вторую производную).

Если рассмотреть наши уравнения и функции, то мы увидим, что функция расхода топлива хорошо аппроксимируется кривыми второго порядка, потери мощности, входящие в условие баланса мощностей,

являются квадратичными функциями потоков мощности линий, ограничения по балансу мощности в узлах также квадратичны – в квадрате от напряжения (U).

Есть некоторая нелинейная функция $f(X)$, которая равна нулю при X^* . Давайте при помощи графической иллюстрации (рис. 7.5) покажем разницу линейной 1 и квадратичной аппроксимации 2. Идя из начальной точки X_0 , в первом случае следующую точку X_1 получаем как $X_1 = X_0 + \Delta X_1$, а во втором $X_2 = X_0 + \Delta X_2$, что существенно ближе к корню уравнения X^* . Таким образом, движение к точке решения осуществляется быстрее.

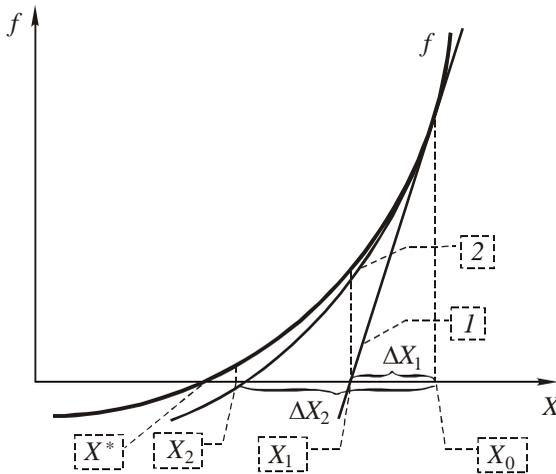


Рис. 7.5. Сопоставление линейной и квадратичной аппроксимации

В задачах оптимизации $f(X) \neq 0$, поэтому дадим еще пример, на котором поясним суть метода [1].

Пусть дана одномерная унимодальная функция $f(X)$ (рис. 7.6), минимум которой находится в точке X^* . Задаемся начальным приближением x_0 . В этой точке можем найти значение $f(X_0)$. Аппроксимируем в этой точке зависимость $f(X)$ некоторой другой функцией $\varphi(X)$, разложением $f(X)$ в ряд Тейлора с сохранением членов, содержащих вторые производные.

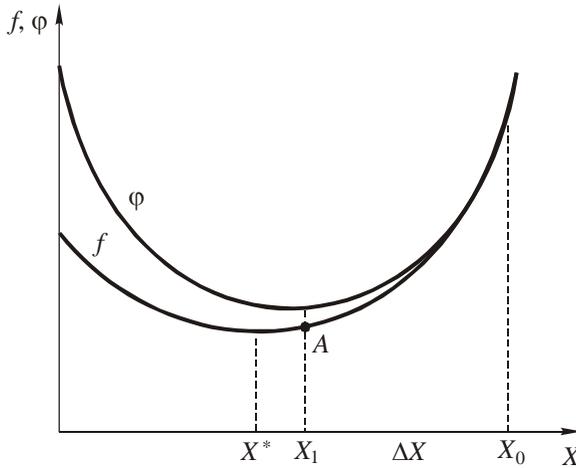


Рис. 7.6. Квадратичная аппроксимация

$$\varphi(X) = f(X_0) + (X - X_0)f'(X_0) + 0,5(X - X_0)^2 f''(X_0). \quad (7.25)$$

Такая аппроксимация соответствует замене исходной функции $f(X)$ параболой $\varphi(X)$. В точке x_0 значения 1-й и 2-й производных для этих функций совпадают. Введем новую переменную ΔX , равную

$$\Delta X = X - X_0. \quad (7.26)$$

Тогда вместо (7.25) можно записать

$$\varphi(\Delta X) = f(X_0) + \Delta X f'(X_0) + 0,5 \Delta X^2 f''(X_0). \quad (7.27)$$

Найдем такое значение приращения ΔX , которое обращает $\varphi(\Delta X)$ в минимум. Для этого приравняем к нулю производную от (7.27):

$$\frac{\partial \varphi(\Delta X)}{\partial \Delta X} = f'(X_0) + \Delta X f''(X_0) = 0, \quad (7.28)$$

Откуда

$$\Delta X = -\frac{f'(X_0)}{f''(X_0)} = -[f''(X_0)]^{-1} f'(X_0). \quad (7.29)$$

Найдя минимум параболы $X_1 = X_0 + \Delta X$, распространяем эту точку на нашу функцию (точка A). Если в точке A производная $f'(X_1)$ равна нулю, то мы нашли минимум этой функции.

Если производная $f'(X_1)$ не равна нулю, то эту точку рассматривают как исходную для следующей итерации. В этой точке снова аппроксимируем $f(X)$ параболой и т. д.

В общем виде рекуррентное выражение для метода Ньютона имеет вид

$$X^{i+1} = X^i - [f''(X^i)]^{-1} f'(X^i) \quad (7.30)$$

или

$$\Delta X^i = X^{i+1} - X^i = - \left[\frac{\partial^2 f(X^i)}{\partial X^2} \right]^{-1} \frac{\partial f(X^i)}{\partial X}, \quad (7.31)$$

где i – номер итерации; $\frac{\partial^2 f(X^i)}{\partial X^2}$ – матрица вторых частных производных, взятых в точке X^i , называется матрицей Гессе и обозначается H . Матрица Гессе – положительно определенная симметричная матрица, а $\frac{\partial f(X^i)}{\partial X}$ – вектор первых частных производных, т. е. градиент

∇F . Запишем уравнение (7.31) для функции двух переменных (F)

$$\begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 F}{\partial X_1^2} & \frac{\partial^2 F}{\partial X_1 \partial X_2} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial X_2 \partial X_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial X_2^2} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial X_1} \\ \frac{\partial F}{\partial X_2} \end{bmatrix}. \quad (7.32)$$

Целесообразно отказаться от обращения матрицы Гессе и решать систему уравнений вида (7.33) относительно ΔX :

$$H \Delta X = -\nabla F. \quad (7.33)$$

И затем находить

$$X^{i+1} = X^i + \Delta X^i. \quad (7.34)$$

На рис. 7.7 представлена графическая интерпретация метода для двухмерного случая [1].

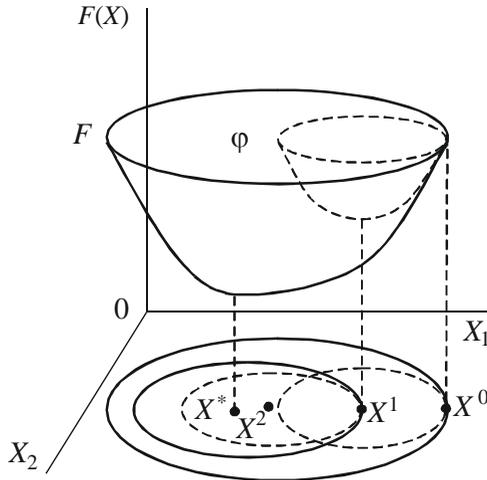


Рис. 7.7. Графическая интерпретация метода Ньютона

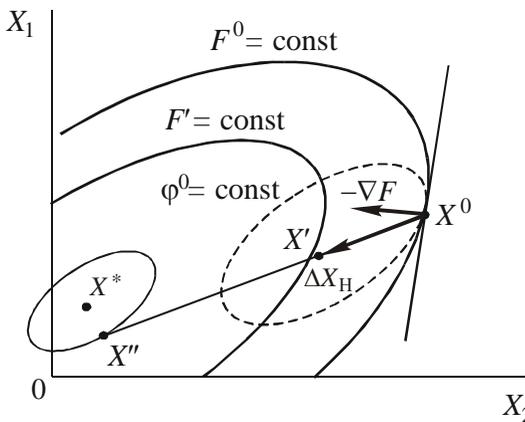


Рис. 7.8. Сопоставление метода Ньютона и градиентного метода

Заменяем функцию $F(X)$ параболоидом $\varphi(X)$, линии равного уровня которого в проекции на плоскость осей X_1 и X_2 есть правильный эллипс (штриховые линии). Решая систему уравнений (7.32), получаем ΔX и попадаем в центр эллипса (X^1). В точке X^1 опять проводим аппроксимацию и находим точку X^2 и т. д.

На рис. 7.8 показано сопоставление метода Ньютона и градиентного метода. В градиентном методе движение от начального приближения X^0 осуществляется по антиградиенту ($-\nabla F$) и делается шаг ($-t_{\text{опт}} \nabla F$). В методе Ньютона отыскивается вектор $\Delta X_{\text{Н}}$, который приводит в центр эллипса (X'). Таким образом, метод Ньютона дает и направление и величину шага.

Рассматривая $\Delta X_{\text{Н}}$ как возможное направление, можно найти оптимальный шаг и попасть в $X'' = X^0 + t_{\text{опт}} \Delta X_{\text{Н}}$, и тем самым существенно улучшить сходимость метода Ньютона.

В точке X'' опять проводим аппроксимацию $F(X'')$, находим следующую точку и так далее, пока не попадем в X^* .

7.3. Учет ограничений в виде равенств

Все изложенные до этого методы решали задачу оптимизации без ограничений. Это достаточно редкий случай, так как обычно на переменные накладываются ограничения.

При решении задачи оптимизации режима энергетической системы такими ограничениями является или баланс мощности по системе в целом, или баланс мощности в каждом ее узле. Это *ограничения типа равенств*.

Можно ли использовать рассмотренные методы для решения задач оптимизации при учете ограничений типа равенств?

Задача оптимизации заключается в минимизации целевой функции

$$\min F(X, Y), \quad (7.35)$$

где X и Y – векторы независимых и зависимых переменных соответственно.

Связь между ними выражается системой уравнений, записанной в виде вектор-функции

$$\varphi(X, Y) = 0, \quad (7.36)$$

число которых равно числу зависимых переменных Y .

Уравнение (7.36) можно разрешить относительно Y как функцию от X .

Конечно, на практике может оказаться трудным или даже невозможным найти явный вид функции $Y(X)$. При выполнении определенных условий дифференцируемости производная неявной функции $Y(X)$ имеет вид

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = - \left[\frac{\partial \varphi}{\partial Y} \right]^{-1} \frac{\partial \varphi}{\partial X}, \quad (7.37)$$

где $\frac{\partial \varphi}{\partial X}$ и $\frac{\partial \varphi}{\partial Y}$ – матрицы частных производных уравнений связи по независимым и зависимым переменным.

С учетом зависимости $Y(X)$ целевую функцию $F(X, Y)$ можно записать как функцию независимых переменных $F(X, Y(X))$.

Необходимым условием минимума функции F будет соотношение

$$\frac{dF}{dX} = \frac{\partial F}{\partial X} + \left[\frac{\partial Y}{\partial X} \right]^T \frac{\partial F}{\partial Y} = 0. \quad (7.38)$$

Вектор производных целевой функции по независимым переменным $\frac{dF}{dX}$ называется *приведенным градиентом* [7].

С учетом (7.37)

$$\frac{dF}{dX} = \frac{\partial F}{\partial X} - \left(\frac{\partial F}{\partial Y} \left[\frac{\partial \varphi}{\partial Y} \right]^{-1} \left[\frac{\partial \varphi}{\partial X} \right] \right)^T = 0. \quad (7.39)$$

Вектор $\frac{dF}{dX}$ рассматривается как возможное направление, в котором учтена связь между переменными (7.36) и используется в рекуррентном выражении итерационной процедуры градиентного метода

(7.14). Реализацию метода приведенного градиента рассмотрим в следующей главе.

Для учета ограничений типа равенств при решении задач оптимизации также широко применяется *метод Лагранжа*. При этом вместо экстремума функции $F(X, Y)$ независимых и зависимых переменных, связанных между собой системой уравнений $\varphi(X, Y) = 0$, ищут экстремум функции Лагранжа

$$L(X, Y, \lambda) = F(X, Y) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \varphi_j(X, Y), \quad (7.40)$$

где m – число уравнений связи, а λ_j – множители Лагранжа, число которых равно числу уравнений связи $\varphi(X, Y) = 0$.

Приравнивая к нулю все производные по всем переменным X_i, Y_s, λ_j , которые рассматриваются как независимые, находим экстремум функции Лагранжа:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial X_i} &= \frac{\partial F}{\partial X_i} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j}{\partial X_i} = 0 & i=1, \dots, n, \\ \frac{\partial L}{\partial Y_s} &= \frac{\partial F}{\partial Y_s} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j}{\partial Y_s} = 0 & s=1, \dots, m, \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} &= \varphi_j(X, Y) = 0 & j=1, \dots, m, \end{aligned} \right\} \quad (7.41)$$

где n – число независимых переменных; m – число зависимых переменных.

Решением этой системы уравнений являются значения $X_i^*, Y_s^*, \lambda_j^*$ в точке минимума $F(X, Y(x))$.

При применении метода множителей Лагранжа нет необходимости вычислять матрицу частных производных $\frac{\partial Y}{\partial X}$, что является преимуществом метода по сравнению с методом приведенного градиента.

К недостаткам метода относится увеличение размерности задачи из-за введения множителей Лагранжа.

Для отыскания минимума функции Лагранжа (7.40) можно также воспользоваться градиентным методом или методом Ньютона. При этом все переменные X_i , Y_s , λ_j принимаются как независимые и компоненты вектора градиента ∇L вычисляются по всем этим переменным.

7.4. Учет ограничений в виде неравенств

Кроме учета ограничений типа равенств, связывающих переменные, при решении оптимизационных задач надо учитывать ограничения, накладываемые собственно на независимые и зависимые переменные (7.42) и (7.43) и функции от них (7.44), которые должны находиться в определенных пределах. Это ограничения в виде неравенств.

Например, мощности станций и напряжения в узлах сети должны находиться в заданных границах, токи или потоки мощности линий электропередач должны быть меньше допустимых значений.

$$X_{i\min} \leq X_i \leq X_{i\max}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (7.42)$$

$$Y_{j\min} \leq Y_j \leq Y_{j\max}, \quad j = 1, \dots, m, \quad (7.43)$$

$$Z_{s\min} \leq Z_s(X, Y) \leq Z_{s\max}, \quad s = 1, \dots, k. \quad (7.44)$$

Эти ограничения определяют допустимую область, в которой и находится относительный экстремум.

Наиболее просто учесть ограничения на независимые переменные (7.42), которые для двухмерного случая образуют прямоугольник и являются линейными (см. рис. 7.1). При нарушении границы для следующего шага принимается граничное значение переменных.

Простым становится и учет ограничений на зависимые переменные (7.43), если минимизируется функция Лагранжа, так как в этом случае все переменные принимаются независимыми.

Гораздо сложнее учесть функциональные ограничения (7.44) и ограничения на зависимые переменные, если не используется метод Лагранжа и если они нелинейно зависят от независимых переменных.

В том случае, если ограничение линейно, применяется *метод проектирования градиента* [5].

Пусть $X^i \in D$ (рис. 7.9). В результате шага по рекуррентному соотношению градиентного метода $X^{i+1} = X^i - t_{\text{опт}} \nabla F$ получается точка X^{i+1} . Если эта точка принадлежит допустимой области, то осуществляем переход в нее. Если $X^{i+1} \notin D$, то необходимо найти граничную точку X' на поверхности ограничений области D .

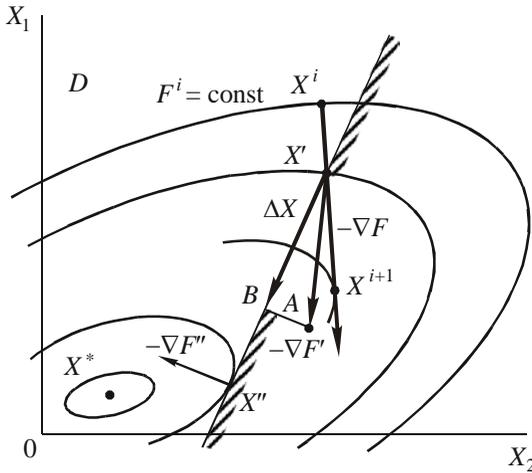


Рис. 7.9. Метод проектирования градиента

Появилось активное ограничение, которое можно рассматривать как равенство. Пусть найдена граничная точка ограничения X' . Если в дальнейшем ограничение рассматривать как равенство, то экстремум будет найден на ограничивающей поверхности в точке X'' , а минимум находится в точке X^* и эта точка принадлежит допустимой области. Таким образом, получим неправильное решение. Представление ограничения в виде равенства не дает уйти с поверхности ограничения и попасть в точку X^* . Поэтому ограничение оставляем в виде неравенства и применяем метод проектирования градиента.

Так же отыскиваются точки X' на направлении антиградиента $-\nabla F$. В точке X' находится вектор антиградиента $-\nabla F'$. По рекуррентному соотношению попадаем в точку A :

$$X_A = X' - t_{\text{опт}} \nabla F'. \quad (7.45)$$

Если это направление не является возможным направлением, определяем его проекцию на плоскость ограничения, т. е. находим точку B . Проекция антиградиента $-\nabla F'$ есть вектор ΔX , вычисляемой через разность координат точек B и X'

$$\Delta X = X_B - X'. \quad (7.46)$$

Далее ΔX рассматривается как возможное направление. Находим точку X'' . Затем $-\nabla F''$ и т. д.

Метод множителей Лагранжа также можно использовать для учета ограничений типа неравенств [6]. Надо минимизировать функции $F(X)$, $X = 1, \dots, n$ при наличии m ограничений $\varphi_i(X) \leq b_i$. Если имеются ограничения $\varphi_i(X) \geq b_i$, то их можно привести к виду $\varphi_i(X) \leq -b_i$.

Ограничения в виде неравенств могут быть преобразованы в ограничения в виде равенств добавлением к каждому из них неотрицательной ослабляющей переменной U_i^2 , которая всегда положительна.

$$\varphi_i(X) + U_i^2 = b_i, \quad (7.47)$$

или

$$\varphi_i(X) + U_i^2 - b_i = 0. \quad (7.48)$$

Таким образом, задача сводится к минимизации функции $F(X)$ при наличии ограничений в виде равенств $\varphi_i(X) + U_i^2 - b_i = 0$.

Сформируем функцию Лагранжа

$$L(X, \lambda, U) = F(X) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \left[\varphi_i(X) + U_i^2 - b_i \right]. \quad (7.49)$$

Необходимым условием нахождения в точке экстремума является равенство нулю всех частных производных по всем переменным, которые принимаются независимыми.

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial X_j} &= \frac{\partial F}{\partial X_j} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial \varphi_i}{\partial X_j} = 0, \quad j = 1, \dots, n, \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} &= \varphi_i(X) + U_i^2 - b_i = 0, \quad i = 1, \dots, m, \\ \frac{\partial L}{\partial U_i} &= 2\lambda_i U_i = 0, \quad i = 1, \dots, m. \end{aligned} \right\} \quad (7.50)$$

Если последнее уравнение умножить на $\frac{U_i}{2}$, то, учитывая (7.48), получим

$$\frac{\partial L}{\partial U_i} = \lambda_i U_i^2 = \lambda_i (b_i - \varphi_i(X)) = 0. \quad (7.51)$$

Таким образом, существенно расширяется размерность задачи, что может привести к невозможности ее решения. Поэтому, так же как и в случае учета ограничений в виде равенств, минимизировать функцию (7.49) можно или градиентным методом, или методом Ньютона.

Для учета нелинейных ограничений можно использовать идею проектирования градиента (рис. 7.10).

Имеется X^0 , принадлежащее допустимой области $X^0 \in D$. Двигаясь в направлении антиградиента $-\nabla F$ по рекуррентному выражению градиентного метода, находим ΔX и попадаем в точку X' . Получили точку, не принадлежащую допустимой области.

Находим кратчайшее расстояние от X^0 до поверхности ограничения. Попадаем в точку A и проводим в этой точке разложение граничной плоскости, т. е. заменяем ее касательной. Из конца вектора ΔX опускаем перпендикуляр на эту касательную и попадаем в точку B . Находим вектор AB , по которому двигаться нельзя. Переносим вектор AB в точку X^0 и получаем параллельный ему вектор $\Delta X'$. Таким образом, получили возможное направление для использования градиентного метода. По рекуррентному выражению градиентного метода находим значения $\Delta X'$ и попадаем в точку X'' и т. д.

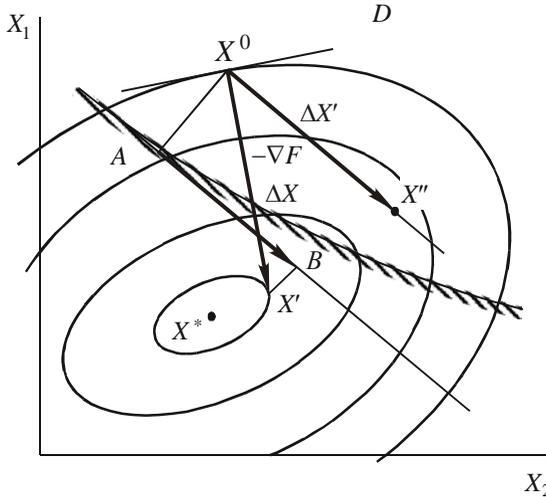


Рис. 7.10. Метод проектирования градиента

Описанный метод проектирования градиента для учета нелинейных ограничений, как и другие методы, использующие различные проекции, сложны в реализации и не дают хорошей сходимости вычислительного процесса. Наиболее часто для учета ограничений в виде неравенств используется метод штрафных функций [1].

Основная идея метода штрафных функций сводится к преобразованию задачи минимизации функции $F(X)$ с ограничениями $X_{i\min} \leq X \leq X_{i\max}$ в задачу поиска минимума функции без ограничения. Для этого формируется новая функция, состоящая из минимизируемой функции $F(X)$ и некоторой дополнительной функции, называемой штрафной:

$$W = F(X) + \text{ш}(X). \quad (7.52)$$

Штрафная функция должна быть достаточно большой за пределами допустимого значения переменной и равна нулю в заданном диапазоне изменения переменной:

$$\text{ш}(X) = 0 \text{ при } X \in D_X, \text{ ш}(X) > 0 \text{ при } X \notin D_X. \quad (7.53)$$

Чем больше отклонение от допустимой области D_X , тем больше величина штрафа.

Все рассмотренные нами методы оптимизации основываются на последовательном приближении к минимуму, т. е. мы так двигаемся по переменным, чтобы

$$W^i < W^{i-1}. \quad (7.54)$$

И если мы правильно выбираем функцию штрафа, то так и будем двигаться.

Штрафные функции должны удовлетворять двум условиям.

1. Они не должны приводить к появлению локальных минимумов, и минимум W должен совпадать с относительным минимумом F или быть близким к нему.

2. Штрафная функция должна возрастать при увеличении степени нарушения ограничения.

Существует несколько способов задания штрафных функций. Рассмотрим два из них. На рис. 7.11 представлена функция одной переменной $F(X)$, X^* – экстремум функции. Переменная имеет ограничения $X_{\min} \leq X \leq X_{\max}$. Пусть $\text{ш} = c \cdot \Delta X$, где ΔX – степень нарушения ограничения $\Delta X = X_{\min} - X_1$, c – коэффициент штрафа. При этом $W = F(X) + \text{ш}(X)$ практически линейна.

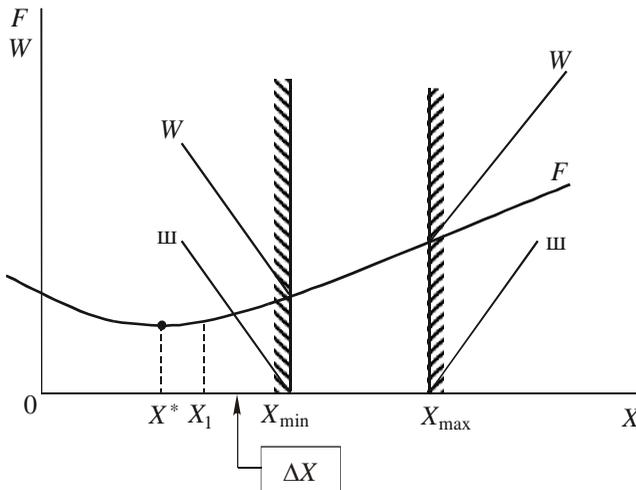


Рис. 7.11. Метод штрафных функций с линейной функцией штрафа

Результатирующая функция W стала негладкой. С такими функциями трудно работать. Поэтому, как правило, используют квадратичную функцию штрафа $\text{ш} = c \cdot \Delta X^2$ (рис. 7.12). Может случиться так, что минимум функции W (точка X'') и точка X_{\min} (минимум функции $F(X)$ с учетом ограничений) не совпадают. Есть некоторая зона $\varepsilon = X_{\min} - X''$ нарушения ограничения.

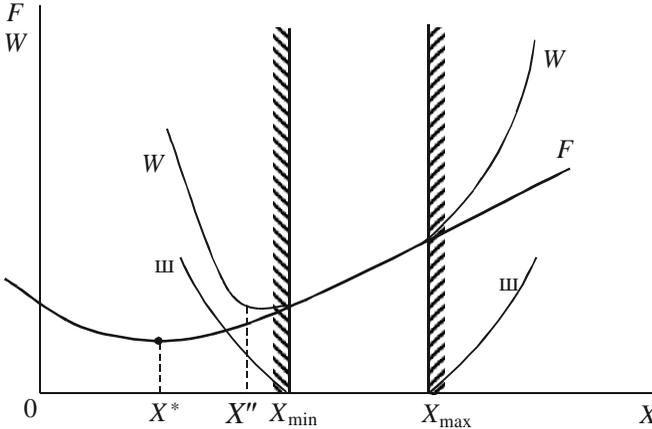


Рис. 7.12. Метод штрафных функций с нелинейной функцией штрафа

Чем больше коэффициент штрафа (c), тем меньше степень нарушения ограничения. Но большой коэффициент штрафа неприятен по следующим причинам. Функция может стать овражной, где поиск минимума затруднен, сходимость плохая, поэтому приходится в этом случае допускать некоторое отклонение от X_{\min} .

Для m переменных вводится функция штрафа

$$\text{ш} = \sum_{j=1}^m c_j (\Delta X_j)^2, \quad (7.55)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta X_j &= X_j - X_{j \max} && \text{при } X_j > X_{j \max}, \\ \Delta X_j &= X_{j \min} - X_j && \text{при } X_j < X_{j \min}. \end{aligned} \right\} \quad (7.56)$$

Выбор коэффициента штрафа существенно влияет на сходимость итерационного процесса, т. е. на траекторию движения. К тому же

надо отметить и еще один смысл коэффициента штрафа – приведение штрафа к размерности целевой функции.

Снижение коэффициента штрафа улучшает сходимость, но может привести к существенному несовпадению экстремумов F и W (на рисунке X'' и X_{\min}), так как нарастание штрафа ψ при малых отклонениях ΔX может быть меньше, чем убывание функции F .

При увеличении коэффициента штрафа точки X_{\min} и X'' сближаются, т. е. увеличивается точность определения X_{\min} , но, как мы уже отмечали выше, при этом ухудшается сходимость.

Поэтому в конкретных задачах необходим предварительный выбор коэффициентов штрафа. Очень часто для улучшения сходимости коэффициенты штрафа берут разными, меняя их от итерации к итерации, начиная с малых и заканчивая большими значениями.

Заключение по главе 7

Невозможно получить оптимальное решение по управлению режимами ЭЭС без использования математического аппарата оптимизации. Для оптимизации режимов работы энергосистемы используется много методов оптимизации, но те, которые рассмотрены в данной главе, являются основными. Метод неопределенных множителей Лагранжа начал применяться в 30-х годах и долгое время был основным для учета ограничений. Впоследствии более широко стал использоваться градиентный метод, поскольку по сравнению с методом неопределенных множителей Лагранжа он имеет ряд вычислительных и алгоритмических преимуществ. С появлением современной вычислительной техники начали применяться методы второго порядка, к которым относится метод Ньютона.

И градиентный метод и метод Ньютона являются методами неограниченной оптимизации, а задачи оптимизации режимов энергосистем решаются в условиях наличия ограничений типа равенств и неравенств.

Поэтому для решения задач оптимизации режимов энергосистем эти методы применяются в сочетании с рассмотренными в главе методами учета ограничений.

Вопросы для самопроверки

1. Как вы понимаете фразу «оптимальный режим»?
2. Как формализовать задачу для использования математического аппарата оптимизации?
3. Поясните понятие допустимой области.
4. Поясните основную идею методов нелинейного программирования.
5. Покажите возможные направления поиска минимума (максимума) целевой функции.
6. Поясните суть градиентного метода.
7. Как осуществляется контроль сходимости в методах нелинейного программирования.
8. Какие методы поиска оптимального коэффициента t вы знаете?
9. Поясните метод квадратичной аппроксимации.
10. Поясните суть метода Ньютона.
11. В чем отличие градиентного метода и метода Ньютона при определении направления движения к минимуму?
12. Запишите рекуррентное выражение метода Ньютона для функции двух переменных.
13. Поясните суть метода приведенного градиента для учета ограничений в виде равенств.
14. Поясните суть метода Лагранжа для учета ограничений в виде равенств.
15. В чем достоинство и недостатки метода неопределенных множителей Лагранжа?
16. Покажите графически суть метода проектирования градиента для учета линейных и нелинейных ограничений в виде равенств.
17. Какова основная идея метода штрафных функций для учета ограничений типа неравенств?

ГЛАВА 8

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Экономическое распределение активной нагрузки (P) между тепловыми электростанциями (ТЭС) методом равенства относительных приростов. ≈ Применение методов нелинейного программирования для решения задач оптимизации режимов энергосистем. ≈ Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС

8.1. Экономическое распределение активной нагрузки между ТЭС методом равенства относительных приростов

Задача в упрощенной постановке формулируется следующим образом.

Есть NT тепловых станций. Надо так распределить между ними необходимую потребителям мощность, чтобы затраты на производство и передачу энергии (З) были минимальны.

$$Z(P) \Rightarrow \min . \quad (8.1)$$

Если в системе нет ГЭС, то задачу оптимизации режима работы станций для любого момента времени можно свести к задаче минимизации расхода топлива в энергосистеме (B). При этом мы приняли допущение, что стоимость добычи и доставки топлива для всех станций одинакова и все станции используют одинаковое топливо или стоимость топлива на всех станциях одинакова.

$$B = B_1 + B_2 + \dots + B_n + B_6 \Rightarrow \min . \quad (8.2)$$

Если мы хотим решать задачу в разрезе суток, то понятно, что, решив ее, для каждого часа получим:

$$B = \sum_{i=1}^{NT} B_i^1 + \dots + \sum_{i=1}^{NT} B_i^{24} \Rightarrow \min, \quad (8.3)$$

где NT – число ТЭС.

В формуле (8.2) выделена балансирующая станция.

Таким образом, $n = NT - 1$ – число станций без балансирующей.

Расход топлива B_i каждой станции или ее отдельного блока зависит от ее активной мощности P_i и связан с ней через расходную характеристику, имеющую вид $B_i = f(P_i)$. Эту характеристику с достаточной степенью точности можно представить гладкой кривой (рис. 8.1) [1].

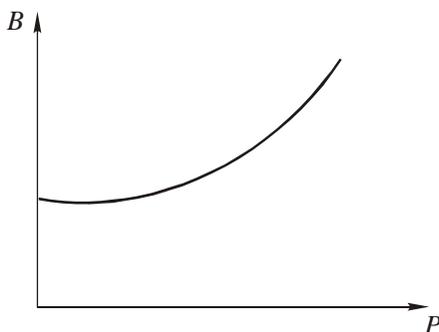


Рис. 8.1. Расходная характеристика ТЭС

Давайте введем некоторые показатели, которые будем использовать для решения задачи экономического распределения нагрузки между отдельными блоками или станциями.

Пусть в системе работают две станции, несущие одинаковую нагрузку $P_1 = P_2$ и имеющие различные расходные характеристики B_1 и B_2 (рис. 8.2). При нагрузке $P_1 = P_2$ коэффициент полезного действия (КПД) первой станции выше, чем второй, так как для выработки одной и той же мощности требуется меньший расход топлива $B_1 < B_2$.

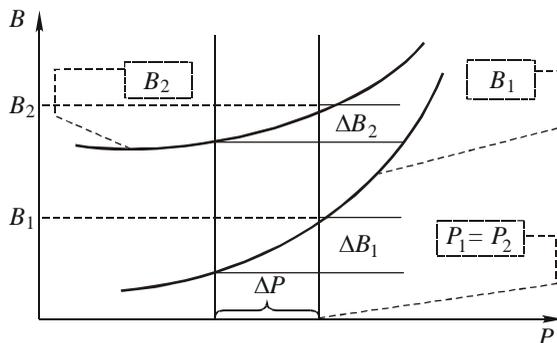


Рис. 8.2. Сравнительный анализ изменения расхода топлива при изменении мощности

На первый взгляд может показаться, что при снижении нагрузки энергосистемы надо разгружать станцию с меньшим КПД. Покажем, так ли это.

Если при снижении нагрузки на ΔP разгрузить первую станцию, то расход топлива уменьшится на ΔB_1 , а при разгрузке второй станции – на величину ΔB_2 . Причем $\Delta B_1 > \Delta B_2$. Таким образом, для более существенного снижения расхода топлива при уменьшении мощности системы следует разгрузить первую станцию, несмотря на то, что в исходном режиме при мощности P_1 она имела больший КПД.

Таким образом, КПД не может служить критерием экономичности при распределении активных нагрузок между станциями. И для анализа работы станции надо ввести другие показатели экономичности.

На рис. 8.3 для нагрузки P' , которой на расходной характеристике соответствует точка C , показан угол α и значение расхода топлива B' .

Отношение B' к P' называется удельным расходом топлива на выработку единицы электрической мощности:

$$b = \operatorname{tg} \alpha = \frac{B'}{P'}. \quad (8.4)$$

В точке A удельный расход имеет минимальное значение и КПД максимален.

Интересней характеристика, показывающая скорость изменения расхода топлива при изменении мощности, которая называется относительным приростом расхода топлива.

$$\varepsilon = \operatorname{tg}\beta = \frac{dB}{dP}. \quad (8.5)$$

Она показывает дополнительный часовой прирост расхода топлива, отнесенный к единице прироста активной мощности. Геометрически это интерпретируется тангенсом угла β – наклоном касательной к характеристике расхода топлива. На рис. 8.3 угол β соответствует касательной, проведенной в точке C . Из рис. 8.3 видно, что относительный прирост повышается с увеличением мощности, тогда как удельный расход до точки A уменьшается, а затем увеличивается.

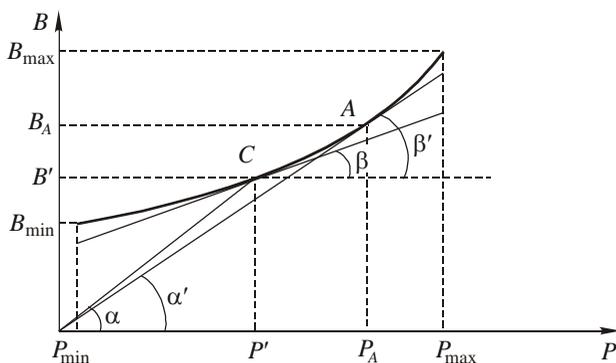


Рис. 8.3. Удельный расход и относительный прирост расхода топлива

В точке A значения b и ε совпадают по величине (угол α' равен β'). На рис. 8.4 показано изменение b и ε в зависимости от изменения активной мощности.

Из определения ε следует, что расход топлива, соответствующий некоторой мощности P' , может быть определен через интеграл

$$B' = B_{\min} + \int_{P_{\min}}^{P'} \varepsilon(P) dP, \quad (8.6)$$

где B_{\min} – расход топлива при работе на нижней допустимой границе, которая определяется режимом работы блока или станции. Второй член интеграла показывает переменную часть расхода, пропорциональную площади, заштрихованной на рис. 8.4.

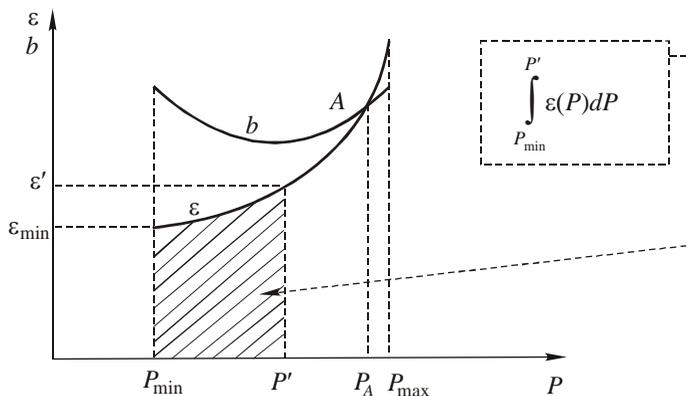


Рис. 8.4. Изменение b и ε от мощности P

Очевидно, что удельный расход не может быть использован для определения как загрузки, так и разгрузки станций, а вот относительный прирост расхода топлива дает возможность определить переменную часть расхода, т. е. его изменение при изменении активной мощности, а следовательно, решать задачу распределения нагрузки между станциями или ее отдельными блоками.

Пусть имеется две станции (блока) с разными расходными характеристиками, и надо нагрузку P_H распределить между этими станциями (рис. 8.5).

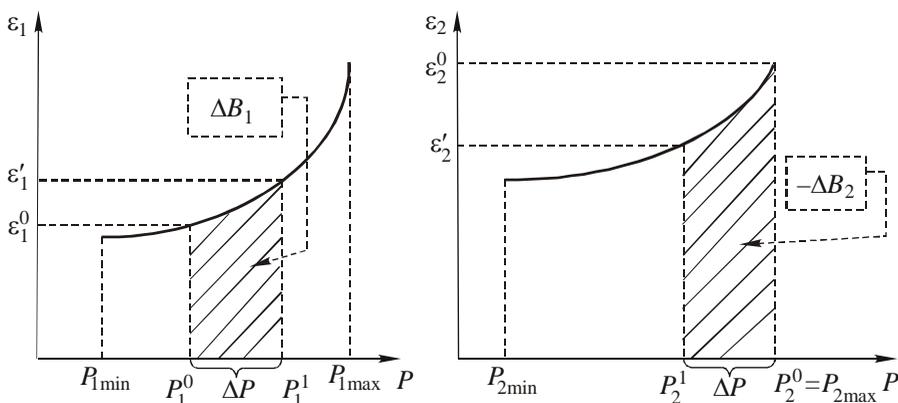


Рис. 8.5. Критерий равенства относительных приростов

Возьмем любые P_1^0 и P_2^0 , сумма которых равна P_n . $P_1^0 + P_2^0 = P_n$. Этому распределению мощности между станциями соответствуют относительные приросты ε_1^0 и ε_2^0 . Причем $\varepsilon_1^0 < \varepsilon_2^0$.

Перераспределим мощности, увеличив на ΔP мощность первой станции, и на ту же величину уменьшим мощность второй: $P_1^1 = P_1^0 + \Delta P$, $P_2^1 = P_2^0 - \Delta P$.

Выгодно ли такое перераспределение? Рассмотрим две площади. Первая $+\Delta B_1$ показывает дополнительный прирост расхода топлива, вторая $-\Delta B_2$ – экономию расхода топлива.

Так как $\Delta B_1 < \Delta B_2$, то это перераспределение выгодно и его надо продолжать до тех пор, пока не будет достигнуто равенство относительных приростов $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$. Это можно доказать, продолжая начатое перераспределение после точки $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$, когда перераспределение становится невыгодным. Получили критерий оптимального (экономического) распределения нагрузки между станциями, которое достигается при равенстве относительных приростов станций.

Вернемся к задаче экономического распределения нагрузки между тепловыми станциями.

Задача заключается в минимизации расхода топлива в энергосистеме (8.2). На основании $B = B_1 + B_2 + \dots + B_n + B_0 \Rightarrow \min$ и зависимости $B_i(P_i)$ суммарный расход топлива в системе можно записать как функцию всех активных мощностей станций

$$B = f(P_1, \dots, P_n, P_0). \quad (8.7)$$

Решим задачу в упрощенной постановке, учитывая только баланс мощности в целом по системе:

$$P_1 + \dots + P_n + P_0 - P_n - \Delta P = 0, \quad (8.8)$$

где P_n – известная суммарная нагрузка по системе, а ΔP – суммарные потери мощности по системе.

Потери мощности ΔP будем считать постоянной величиной, взятой, например, из предыдущих расчетов.

Таким образом, у нас одно уравнение связи, а следовательно, одну из переменных будем считать зависимой. Ее можно вычислить из это-

го уравнения при заданных остальных независимых переменных. За зависимую переменную примем мощность балансирующей станции

$$P_6 = P_H + \Delta P - (P_1 + P_1 + \dots + P_n). \quad (8.9)$$

Для определения минимума функции (8.2) приравняем к нулю частные производные расхода топлива B по остальным n независимым переменным:

$$\frac{\partial B}{\partial P_i} = 0, \quad i = 1, \dots, n, \quad (8.10)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial B}{\partial P_1} &= \frac{\partial B_1}{\partial P_1} + \frac{\partial B_2}{\partial P_1} + \dots + \frac{\partial B_n}{\partial P_1} + \frac{\partial B_6}{\partial P_1} = 0, \\ \frac{\partial B}{\partial P_2} &= \frac{\partial B_1}{\partial P_2} + \frac{\partial B_2}{\partial P_2} + \dots + \frac{\partial B_n}{\partial P_2} + \frac{\partial B_6}{\partial P_2} = 0, \\ &\dots \\ \frac{\partial B}{\partial P_n} &= \frac{\partial B_1}{\partial P_n} + \frac{\partial B_2}{\partial P_n} + \dots + \frac{\partial B_n}{\partial P_n} + \frac{\partial B_6}{\partial P_n} = 0. \end{aligned} \right\} \quad (8.11)$$

Расход топлива на каждой станции зависит только от мощности этой станции, т. е. $\frac{\partial B_i}{\partial P_j} = 0$, а $\frac{\partial B_i}{\partial P_i} = \varepsilon_i$ – есть относительный прирост расхода топлива i -й станции. Тогда

$$\frac{\partial B}{\partial P_i} = \varepsilon_i + \frac{\partial B_6}{\partial P_i} = 0. \quad (8.12)$$

Учитывая зависимость мощности балансирующей станции от мощности других станций, получим $B_6 = B_6 [P_6 (P_1, \dots, P_n)]$. Тогда

$$\frac{\partial B_6}{\partial P_i} = \frac{\partial B_6}{\partial P_6} \frac{\partial P_6}{\partial P_i} = \varepsilon_6 \frac{\partial P_6}{\partial P_i}. \quad (8.13)$$

Из уравнения связи (8.9) $\frac{\partial P_6}{\partial P_i} = -1$.

Подставляя (8.13) в (8.12), получим $\varepsilon_i - \varepsilon_6 = 0$ или $\varepsilon_i = \varepsilon_6$.

Таким образом, мы получили тот же критерий математически. Минимум расхода топлива достигается при таком распределении нагрузки, которое соответствует равенству относительных приростов расхода топлива. $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots = \varepsilon_n = \varepsilon_6$. При этом потери мощности мы приняли постоянной величиной.

Условие оптимальности является критерием экономического распределения нагрузки, но не дает непосредственного ответа, каковы же должны быть при этом численные значения оптимальных мощностей станций для заданного значения мощности нагрузки.

Рассмотрим два способа решения этой задачи [1].

Графический способ

В качестве исходных данных используются графики относительных приростов расхода топлива станций (рис. 8.6).

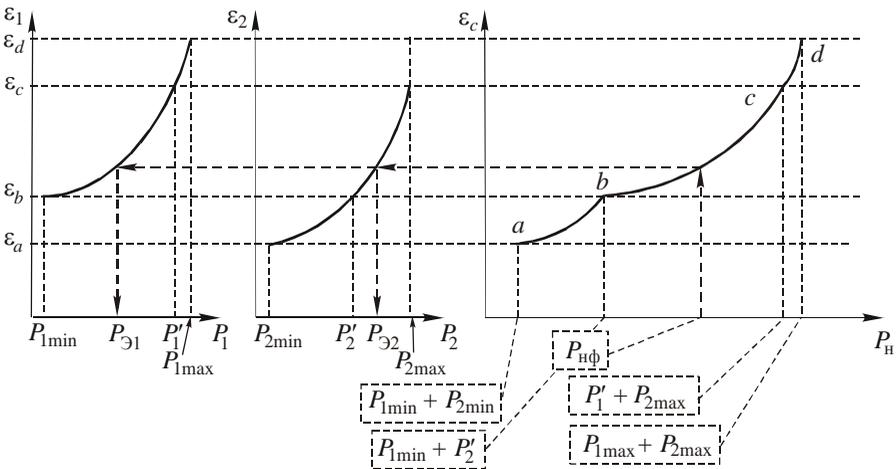


Рис. 8.6. Графический способ распределения нагрузки между двумя станциями

Задаемся некоторыми относительными приростами расхода топлива и при разных $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$ строим характеристику относительных приростов расхода топлива в системе, полученную суммированием P_1 и P_2 . Получаем $\varepsilon_c = f(P_H)$. Пусть потери мощности входят в P_H .

После того как получена характеристика системы при известной мощности нагрузки $P_{\text{нф}}$ можно обратным ходом найти экономическое распределение нагрузки между станциями ($P_{Э1}$ и $P_{Э2}$). Полученная при этом суммарная характеристика соответствует включенному составу оборудования в работу. Смена состава приводит к изменению графиков и границ максимальной и минимальной мощности и, следовательно, к новому распределению нагрузки.

Метод относительных приростов используется также и для внутристанционной оптимизации, т. е. распределения заданной нагрузки между блоками (агрегатами) станций.

Так как при построении суммарной характеристики мы учитываем ограничения на мощность станций $P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}$, то экономическое распределение получается с учетом этих ограничений.

Аналитический способ

Как мы уже отметили, расходные характеристики с достаточной степенью точности можно аппроксимировать полиномом второй степени. $B_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$, откуда $\varepsilon_i = 2a_i P_i + b_i$.

Система уравнений, определяющая оптимальный режим, будет такой:

$$\left. \begin{aligned} 2a_1 P_1 + b_1 &= 2a_6 P_6 + b_6, \\ 2a_2 P_2 + b_2 &= 2a_6 P_6 + b_6, \\ \dots \\ 2a_n P_n + b_n &= 2a_6 P_6 + b_6. \end{aligned} \right\} \quad (8.14)$$

Неизвестны мощности всех NT -станций. Получается $n + 1$ переменная и n уравнений.

Но есть еще уравнение баланса $P_1 + \dots + P_n + P_6 = P_{\text{н}} + \Delta P$.

Если перенести все переменные влево, а свободные члены вправо, то получим систему алгебраических уравнений, которую можно решить методом Гаусса. Ее решение и даст нам экономическое распределение нагрузки. Заметим, что решение должно удовлетворять ограничениям по мощности станций ($P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}$).

Если выходим за границу мощности какой-то станции, то фиксируем максимальную или минимальную мощность и устрояем мощность

этой станции из числа переменных, таким образом, сокращаем число уравнений.

Мы рассмотрели случай, когда приняли, что изменение нагрузки между станциями не влияет на потери мощности в системе. Принимали их постоянными $\Delta P = \text{const}$.

В течение суток нагрузка P_H не остается постоянной. Следовательно, при изменении P_H необходимо перераспределять нагрузку между станциями. При этом происходит изменение потоков мощности по элементам сети и также изменяются потери мощности в системе.

Выведем критерий экономичности для случая учета изменения потерь от мощности станций для той же задачи минимизации расхода топлива (8.2). Значение нагрузки и потерь мощности в системе будем считать независимыми от изменения уровней напряжения в узлах системы.

Тогда уравнение (8.12) с учетом (8.9) принимает вид

$$\frac{\partial B}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \frac{\partial B_6}{\partial P_i} = \varepsilon_i + \frac{\partial B_6}{\partial P_6} \frac{\partial P_6}{\partial P_i} = \varepsilon_i + \varepsilon_6 \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} - 1 \right) = 0. \quad (8.15)$$

Получаем

$$\varepsilon_i = \varepsilon_6 \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \right), \quad (8.16)$$

или

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i}} = \varepsilon_6. \quad (8.17)$$

Введем обозначения $\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \sigma_i$, $k_i = \frac{1}{1 - \sigma_i}$,

где $\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \sigma_i$ – относительные приросты потерь мощности.

Они показывают, насколько изменятся потери мощности в системе при изменении мощности i -й станции на единицу при избранном балансирующем узле. Выбор другого балансирующего узла повлечет изменение относительных приростов потерь.

Тогда критерий экономичности принимает вид

$$\varepsilon_1 k_1 = \varepsilon_2 k_2 = \dots = \varepsilon_n k_n = \varepsilon_0. \quad (8.18)$$

Давайте определим, чему могут быть равны коэффициенты k . Так как потери мощности составляют примерно 10 % от передаваемой мощности, то если изменить нагрузку на 1 МВт, потери изменяются на 0,1 МВт.

Следовательно, $\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i}$ может меняться в пределах $-0.1 \leq \sigma_i \leq$

≤ 0.1 , а $0.9 \leq k_i \leq 1.1$.

Решим задачу распределения мощности между станциями графическим способом, учитывая изменение потерь мощности в системе (рис. 8.7). Сначала нарисуем относительные приросты расхода топлива станций ε_1 и ε_2 при $k=1$, т. е. без учета изменения потерь. Далее найдем характеристику относительных приростов системы ε_c , подобно сделанному на рис. 8.6. Эти характеристики показаны сплошными линиями. Предположим, что для первой станции $\sigma_1 > 0$ и $k_1 > 1$, а для второй $\sigma_2 < 0$ и $k_2 < 1$.

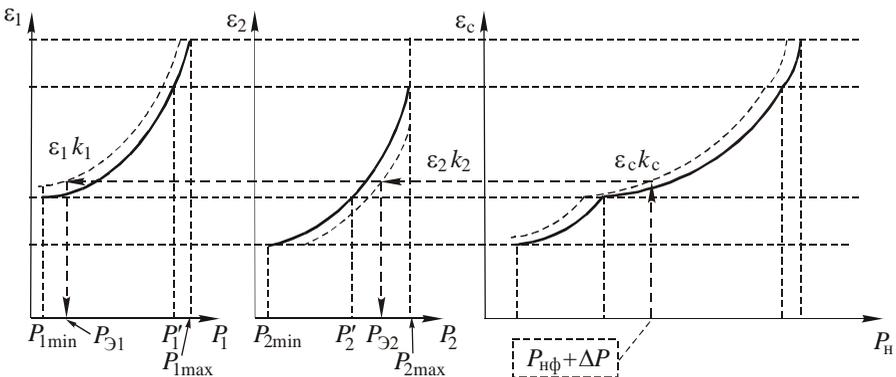


Рис. 8.7. Распределение мощности между двумя станциями с учетом изменения потерь мощности

Теперь нарисуем характеристики относительных приростов станций $\varepsilon_1 k_1$, $\varepsilon_2 k_2$ с учетом поправки на потери мощности и построим

суммарную характеристику системы $\varepsilon_c k_c$. На рис. 8.7 они показаны штриховыми линиями.

Для заданного значения мощности нагрузки $P_{нф}$ и потерь мощности ΔP обратным ходом находим экономическое распределение нагрузки между станциями с учетом изменения потерь мощности $P_{Э1}$ и $P_{Э2}$.

Получилось, что первую станцию выгодно разгрузить, так как при той же нагрузке требуется больше топлива с учетом потерь. Вторую станцию выгодно загрузить, поскольку ее загрузка экономит потери.

8.2. Примеры распределения активной мощности P между ТЭС методом равенства относительных приростов

Пример 1. *Распределение активной мощности между станциями методом равенства относительных приростов без учета изменения потерь в системе.*

Условие оптимальности для станций, работающих на одинаковом топливе (одинаковой цене за тонну условного топлива), состоит в равенстве относительных приростов расхода топлива станций. Если считать, что суммарная мощность нагрузки представлена постоянной мощностью $S_n = \text{const}$ и суммарные потери мощности ΔP_Σ постоянны, т. е. не зависят от изменения мощностей станций, то условие оптимальности будет иметь вид

$$\varepsilon_i = \frac{\partial B_i(P_{Гi})}{\partial P_{Гi}} = \text{idem} \quad (i = 1, 2, \dots, NT), \text{ где } NT - \text{число станций.}$$

Учтем уравнение связи, представленное уравнением баланса мощности по системе (ограничение в виде равенства).

$$W = \sum_i^{NT} P_{Гi} - \sum_j^k P_{нj} - \Delta P_\Sigma = 0, \text{ где } \sum_i^{NT} P_{Гi} - \text{суммарная мощность}$$

станций; $\sum_j^k P_{нj}$ – суммарная мощность нагрузки; ΔP_Σ – суммарные потери мощности в системе.

Найти оптимальную загрузку для двух параллельно работающих ТЭС. Схема содержит две станции (узлы ЭС - 1 и ЭС - 2) и одну нагрузку S_H (рис. 8.8).

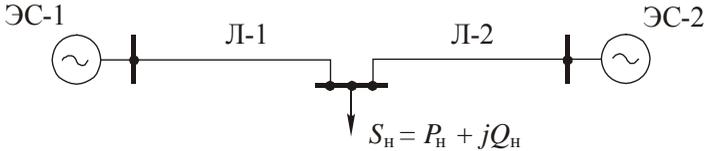


Рис. 8.8. Схема ЭЭС

Исходные данные: номинальное напряжение сети 220 кВ, нагрузка $S_H = P_H + jQ_H = 100 + j \cdot 60$ МВ·А.

Расходные характеристики станций:

$$B_1(P_1) = 200 + 3P_1 + 0,1P_1^2 + 0,001333P_1^3,$$

$$B_2(P_2) = 200 + 4P_2 + 0,075P_2^2 + 0,001P_2^3.$$

Решение

Найдем характеристики относительных приростов станций.

$$\varepsilon_1(P_1) = 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2,$$

$$\varepsilon_2(P_2) = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2.$$

Условие оптимальности:

$$\varepsilon_1(P_1) = \varepsilon_2(P_2).$$

Задачу решаем при ограничении:

$$W = P_1 + P_2 - P_H - \Delta P_\Sigma = 0.$$

Или

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2.$$

$$P_1 + P_2 - P_H - \Delta P_\Sigma = 0.$$

Для простоты потери мощности будем считать равными нулю. Так как уравнение связи одно, примем за зависимую переменную P_2 . Тогда P_1 будет независимой переменной: $P_2 = P_H - P_1$.

Подставим P_2 в уравнение равенства относительных приростов и получим уравнение с одним неизвестным P_1 :

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15(P_H - P_1) + 0,003(P_H - P_1)^2.$$

После приведения подобных членов и подстановки $P_H = 100$ МВт получим квадратное уравнение:

$$P_1^2 + 950P_1 - 46000 = 0,$$

решение которого дает $P_1 = 46,177$ МВт, после чего находим $P_2 = 100 - 46,177 = 53,823$ МВт.

Пример 2. *Распределение активной мощности между станциями методом равенства относительных приростов с учетом изменения потерь в системе.*

Изменение активных мощностей станций влияет на потери мощности в сети. Так как потери зависят от мощностей станций, то требуется ввести балансирующий узел, которым является одна из станций ЭЭС. Условие оптимальности для этого случая записывается следующим образом:

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_i} = \frac{\frac{\partial B_i(P_{\Gamma i})}{\partial P_{\Gamma i}}}{1 - \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{\Gamma i}}} = \varepsilon_0 \quad (i = 1, 2, \dots, n),$$

где n – число станций без балансирующей.

Решение

Задачу решаем при том же ограничении

$$W = \sum_i^{NT} P_{\Gamma i} - \sum_j^k P_{Hj} - \Delta P_{\Sigma} = 0.$$

Рассмотрим условия предыдущего примера, добавив к ним дополнительные данные: $U_1 = 220$ кВ, $U_2 = 242$ кВ, $R_1 = 2$ Ом, $R_2 = 5$ Ом, $Q_1 = 25$ Мвар, $Q_2 = 30$ Мвар. Схема замещения ЭЭС приведена на рис. 8.9. Балансирующей будем считать вторую станцию. Таким образом, P_2 – это зависимая переменная. За независимую переменную примем P_1 .

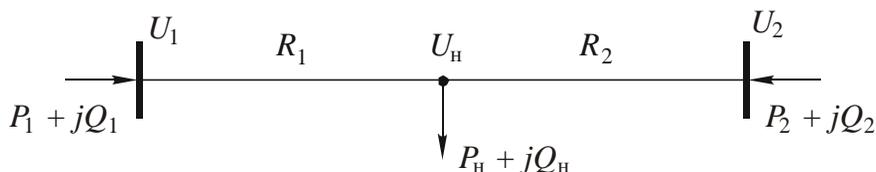


Рис. 8.9. Схема замещения ЭЭС

Потери активной мощности в сети будем определять по выражению

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R_2, \text{ тогда } \sigma = \frac{2P_1}{U_1^2} R_1.$$

Условие оптимальности в нашем примере:

$$\frac{3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2}{1 - \sigma} = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2,$$

а

$$P_2 = P_{\text{н}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1.$$

Аналитическое решение этой системы уравнений затруднительно, поэтому его лучше решить итеративно последовательными приближениями к решению.

Для лучшей эффективности процесса решения зададим нулевое приближение к решению следующим образом. Вначале найдем решение, как в случае без учета изменения потерь в сети, но не с нулевыми потерями, как ранее, а полученными по потокам мощности в сети из предыдущего решения: $P_1 = 46,177$ МВт и $P_2 = 53,823$ МВт.

Зная S_1 и S_2 , рассчитаем ΔP_Σ , затем найдем распределение нагрузки с учетом этих потерь:

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15(P_H + \Delta P_\Sigma - P_1) + 0,003(P_H + \Delta P_\Sigma - P_1)^2.$$

Далее выполним несколько итераций, в каждой из которых вычислим:

- 1) относительную величину прироста потерь σ ;
- 2) мощность P_1 , посредством решения уравнения

$$\frac{3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2}{1 - \sigma} = 4 + 0,15(P_H + \Delta P_\Sigma - P_1) + 0,003(P_H + \Delta P_\Sigma - P_1)^2;$$

- 3) мощность балансирующей станции

$$P_2 = P_H + \Delta P_\Sigma - P_1;$$

- 4) потери мощности ΔP_Σ и возвратимся к пункту 1.

Процесс вычислений заканчивается, когда мощности станций перестанут изменяться сколь-либо значительно, например, на величину не более 0,1 МВт. Решение с такой погрешностью дает: $P_1 = 46,3$ МВт, $P_2 = 54,14$ МВт и потери $\Delta P_\Sigma = 0,442$ МВт.

8.3. Применение методов нелинейного программирования

В предыдущем разделе задача оптимизации режима энергосистем решалась в упрощенной постановке методом, не позволяющим решать задачу в полной постановке, сформулированной в главе 6.

Пусть дана функция $F(X)$ (рис. 8.10) и X изменяется в пределах

$X_{\min} \leq X \leq X_{\max}$. Беря производную $\frac{\partial F}{\partial X}$ и приравнивая ее к нулю, мы

находим минимум в точке A . Но если есть ограничение на переменную, то надо найти точку B , где находится относительный минимум. В точке B производная не равна 0, т. е. решение не удовлетворяет режимным ограничениям.

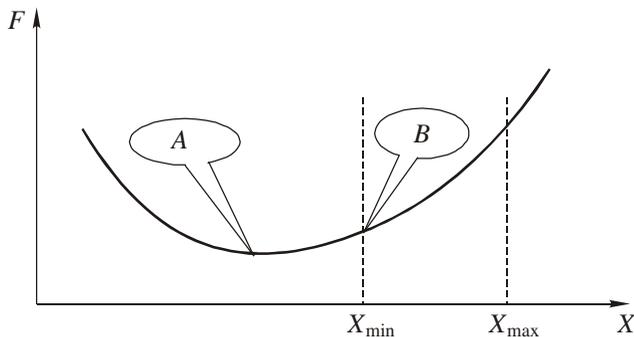


Рис. 8.10. Влияние ограничений на переменную при определении минимума функции

Перечисленные обстоятельства явились причиной перехода к рассмотрению задачи оптимизации с позиции методов нелинейного программирования.

Задача нелинейного программирования – это задача отыскания экстремума целевой функции при заданных ограничениях в форме равенств и неравенств.

Сформулируем задачу экономического распределения нагрузки между станциями с позиции нелинейного программирования в полной постановке. В качестве целевой функции выступает суммарный расход топлива по системе. Суммарный расход топлива есть функция всех активных мощностей станций

$$B = f(P_1, P_2, \dots, P_n, P_0). \quad (8.19)$$

В любой момент времени мощности всех станций должны удовлетворять уравнению баланса, которое мы записали в виде

$$W = \sum_i^{NT} P_{Gi} - \sum_j^k P_{Hj} - \Delta P_{\Sigma} = 0. \quad (8.20)$$

Потери активной мощности зависят от потокораспределения активной и реактивной мощности. $\Delta P_{\Sigma} = f(P_i, Q_i)$, следовательно, $B = f(P_1, P_2, \dots, P_n, P_0, Q_1, \dots, Q_n)$, где n – число станций без балансирующей.

В свою очередь переменные, входящие в данную функцию, должны удовлетворять системе уравнений установившегося режима (УУР).

Режим может быть описан алгебраическими уравнениями узловых напряжений в матричном виде для всех узлов, кроме балансирующего:

$$U_{\text{Д}}^* YU^* - S = 0. \quad (8.21)$$

Для i -го узла уравнение принимает вид:

$$U_i^* \left(\sum_{j=1}^{n+m} Y_{ij} U_j + Y_{i0} U_0 \right) - S_i^* = 0, \quad (8.22)$$

где n – число генераторных узлов без балансирующего узла; m – число нагрузочных узлов.

Эта система представлена как ограничения в виде равенств. Таких уравнений связи $n + m$.

За независимые переменные примем активные и реактивные мощности станций P_{Gi} и Q_{Gi} ($i = 1, \dots, n$). Мощности узлов нагрузки являются заданными, а напряжения в узлах нагрузки и генерации отнесем к числу зависимых (неизвестных) переменных. Неизвестной является и мощность балансирующего узла, где заданным является напряжение. И только после решения системы УУН (8.21) при некоторых исходных значениях P_{Gi} и Q_{Gi} можно найти напряжения во всех узлах системы, мощность балансирующего узла и потери активной мощности, от которых зависит расход топлива. И затем уже можно определить суммарный расход топлива B .

Кроме того, необходимо учесть так называемые режимные ограничения на зависимые и независимые переменные.

Не всякая совокупность мощностей станций соответствует допустимому установившемуся режиму. Множество допустимых режимов образуют допустимую область D , и задача оптимизации заключается в отыскании относительного экстремума в области D , которая определяется совокупностью ограничений в форме неравенств. К ним относятся ограничения по активной мощности станций

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max}, \quad (8.23)$$

располагаемой реактивной мощности станций

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max}. \quad (8.24)$$

Напряжения в узлах системы также имеют допустимые пределы, определяемые качеством электроснабжения и возможностями генераторов:

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} . \quad (8.25)$$

Наряду с ними надо учитывать ограничения по ветвям. Ограничения на токи и мощности ЛЭП и трансформаторов из условий нагрева проводов и сохранения устойчивой работы системы

$$|I_{ij}| \leq I_{ij \text{ доп}} , \quad |P_{ij}| \leq P_{ij \text{ max}} . \quad (8.26)$$

Рассмотренная постановка задачи оптимизации является полной.

В полной постановке задача решается с помощью специализированных программных средств, использующих методы нелинейного программирования в сочетании с методами учета ограничений, описанных в главе 7. Описание реализации этих методов является содержанием будущих специализированных методических пособий. В данном учебном пособии мы ставим задачу познакомить читателя с методами нелинейного программирования в упрощенной постановке.

Рассмотрим примеры распределения активной мощности между станциями методом приведенного градиента и методом Ньютона, в котором уравнения ограничений учитываются в самом простом виде – уравнением баланса активной мощности по системе в целом без учета потерь мощности в сети для схемы, представленной на рис. 8.11 [3].

В качестве целевой функции возьмем издержки на топливо $I(Z)$, минимум которых надо найти:

$$I(Z) = \sum_{i=1}^n c_i B_i(P_{Ti}) , \quad (8.27)$$

где c_i – цена одной тонны условного топлива на i -й станции.

Пример 3. *Распределение активной мощности между станциями методом приведенного градиента.*

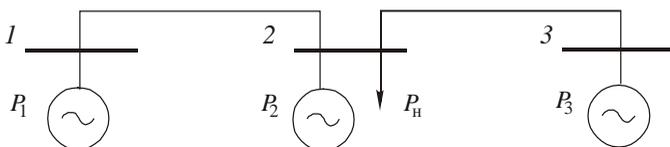


Рис. 8.11. Схема ЭЭС

Схема содержит три станции (узлы 1, 2 и 3). Нагрузка сосредоточена в узле 2. $P_H = 200$ МВт.

Даны характеристики относительных приростов издержек станций (руб/кВт·ч):

$$\varepsilon_1 = 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2,$$

$$\varepsilon_2 = 2 + 0,4P_2 + 0,002P_2^2,$$

$$\varepsilon_3 = 4 + 0,15P_3 + 0,003P_3^2.$$

Решение

Запишем уравнение баланса мощности в системе:

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_H = 0.$$

Разделим все переменные данной задачи на вектор X независимых переменных и на вектор Y зависимых. Поскольку система уравнений установившегося режима состоит из одного уравнения, в векторе Y будет всего одна компонента $Y = (P_2)$, а вектор $X = (P_1, P_3)$ (можно принять и любую другую комбинацию).

1) Задаем исходное приближение $X = (P_1, P_3)$:

$$P_1 = 50 \text{ МВт}; P_3 = 50 \text{ МВт}.$$

2) Вычисляем $P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100$ МВт.

3) Вычисляем градиент в исходной точке:

$$\frac{\partial I}{\partial X} = \frac{\partial I}{\partial X} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial X},$$

где

$$\frac{\partial I}{\partial X} \Big|_0 = \left(\frac{\partial I}{\partial P_1}, \frac{\partial I}{\partial P_3} \right) = (\varepsilon_1, \varepsilon_3), \quad \frac{\partial I}{\partial Y} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \left(\frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = (-1, -1).$$

Таким образом,

$$\frac{\partial I}{\partial X_1} = \frac{\partial I}{\partial P_1} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \quad \frac{\partial I}{\partial X_2} = \frac{\partial I}{\partial P_3} = \varepsilon_3 - \varepsilon_2.$$

Относительные приросты при текущих мощностях станций:

$$\varepsilon_1 = 23 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 62 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 19 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Градиент равен

$$\text{grad}(I) = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial X_1} \\ \frac{\partial I}{\partial X_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial P_1} \\ \frac{\partial I}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -39 \\ -43 \end{pmatrix}.$$

За меру сходимости процесса решения примем величину квадрата нормы вектор-градиента (сумма квадратов элементов градиента) $\Delta^2 = (-39)^2 + (-43)^2 = 3370$. Расчет закончим, когда норма станет меньше 0,1.

4) Выбираем пробный шаг $t = 0,5$ (произвольно) и определяем новые значения переменных:

$$P_1 = P_1 - t \text{grad}(I)_1 = 50 - 0,5(-39) = 69,5 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_3 - t \text{grad}(I)_2 = 50 - 0,5(-43) = 71,5 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 69,5 - 71,5 = 59 \text{ МВт}.$$

Им соответствуют относительные приросты:

$$\varepsilon_1 = 36,221 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 32,652 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 30,062 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Градиент и его норма:

$$\text{grad}(I) = \begin{pmatrix} 3,659 \\ -2,5 \end{pmatrix}, \quad \Delta^2 = 19,64.$$

Квадрат нормы вектор-градиента (19,64) стал меньше, чем на предыдущей итерации (3370), но не удовлетворяет условию окончания расчета. Поэтому переходим к пункту 4, находим новые значения мощностей станций, новый градиент, проверяем сходимость процесса и, если норма опять меньше предыдущей, но больше 0,1, то снова возвращаемся к пункту 4.

Весь процесс мы строим с пробным шагом $t = 0,5$. Если на какой-то итерации норма станет больше предыдущей, то нам надо изменять шаг t , чтобы выполнялось условие сходимости. Это не рационально. Ранее мы рассмотрели методы определения оптимального шага $t_{\text{опт}}$, дающего минимум функции в данном направлении антиградиента.

Давайте выберем $t_{\text{опт}}$ после первой итерации (пробного шага). Шаг в направлении движения будем выбирать из условия минимума квадрата нормы вектор-градиента, зависимость которого от t будем считать параболической. Для интерполяции такой зависимости требуется три точки. Одна из них всегда есть – это квадрат нормы, вычисленный в начальной точке или в конце предыдущего шага ($t = 0$). Две другие можно взять для произвольных значений t . Для простоты выберем точки $t = 0,5$ и $t = 1$. Обозначим интерполирующую кривую $y = at^2 + bt + c$. Минимум этой параболы соответствует точке

$$t = -\frac{b}{2a}.$$

Коэффициенты a и b для выбранных узлов интерполяции находятся по формулам (7.24):

$$b = -3y_1 + 4y_2 - y_3,$$

$$a = 2y_1 - 4y_2 + 2y_3,$$

где y_1 соответствует $t = 0$, т. е. для данной итерации $y_1 = 19,64$; y_2 соответствует $t = 0,5$ ($y_2 = 8,27$) и y_3 точке $t = 1$ ($y_3 = 3,188$). Для полученных значений имеем $b = -29,025$; $a = 12,116$; $t = 1,154$. Квадрат нормы вектор-градиента уменьшается до 2,851.

Все результаты последующих итераций сведены в таблицу.

Итерация	t	P_1	P_2	P_3	ε_1	ε_2	ε_3	Δ^2
Начальное приближение	–	50	100	50	23	62	19	3370
Пробный шаг	0,5	69,5	59	71,5	36,22	32,56	30,06	19,64
Второй шаг	1,154	65,28	60,34	74,39	33,1	31,76	33,42	2,851
Третий шаг	0,577	65,46	59,2	75,34	33,23	32,33	32,69	0,423
Четвертый шаг	1,154	64,83	59,41	75,76	32,79	32,58	32,83	0,062

После пятого шага итерационный процесс можно закончить, так как квадрат нормы практически сведен до нуля и значения относительных приростов стали равны друг другу.

Пример 4. *Распределение активной мощности между станциями методом Ньютона.*

Найдем оптимальную загрузку станций по активной мощности для той же схемы, представленной на рис. 8.11 и для тех же исходных данных.

Решение

Запишем уравнение баланса мощности в системе:

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_H = 0.$$

Разделим все переменные данной задачи на вектор X независимых переменных и на вектор Y зависимых. Поскольку система уравнений установившегося режима состоит из одного уравнения, в векторе Y будет всего одна компонента $Y = (P_2)$, а вектор $X = (X_1, X_3) = (P_1, P_3)$ (можно принять и любую другую комбинацию).

1) Задаем исходное приближение $X = (P_1, P_3)$:

$$P_1 = 50 \text{ МВт}; P_3 = 50 \text{ МВт}.$$

2) Вычисляем $P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100 \text{ МВт}$.

3) Вычисляем градиент в исходной точке:

$$\frac{\partial I}{\partial X} = \frac{\partial I}{\partial X} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial X},$$

где

$$\left. \frac{\partial \Pi}{\partial X} \right|_0 = \left(\frac{\partial \Pi}{\partial P_1}, \frac{\partial \Pi}{\partial P_3} \right) = (\varepsilon_1, \varepsilon_3), \quad \frac{\partial \Pi}{\partial Y} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \left(\frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = (-1, -1).$$

Таким образом,

$$\frac{\partial \Pi}{\partial X_1} = \frac{\partial \Pi}{\partial P_1} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial X_2} = \frac{\partial \Pi}{\partial P_3} = \varepsilon_3 - \varepsilon_2.$$

Относительные приросты при текущих мощностях станций:

$$\varepsilon_1 = 23 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 62 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 19 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Градиент равен

$$\nabla \Pi = \text{grad}(\Pi) = \begin{pmatrix} \nabla \Pi_1 \\ \nabla \Pi_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial \Pi}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \Pi}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -39 \\ -43 \end{pmatrix}.$$

4) Вычисляем элементы матрицы Гессе (H), основываясь на способе получения производных от неявных функций (подобно пункту 3 расчета).

$$H(\Pi(X, Y)) = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 \Pi}{\partial X_1^2} & \frac{\partial^2 \Pi}{\partial X_1 \partial X_2} \\ \frac{\partial^2 \Pi}{\partial X_2 \partial X_1} & \frac{\partial^2 \Pi}{\partial X_2^2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 \Pi}{\partial P_1^2} & \frac{\partial^2 \Pi}{\partial P_1 \partial P_3} \\ \frac{\partial^2 \Pi}{\partial P_3 \partial P_1} & \frac{\partial^2 \Pi}{\partial P_3^2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial(\nabla \Pi_1)}{\partial P_1} & \frac{\partial(\nabla \Pi_1)}{\partial P_3} \\ \frac{\partial(\nabla \Pi_2)}{\partial P_1} & \frac{\partial(\nabla \Pi_2)}{\partial P_3} \end{pmatrix}$$

Для примера запишем формулы определения элементов матрицы Гессе первой строки:

$$\frac{\partial(\nabla I_1)}{\partial P_1} = \frac{\partial(\nabla I_1)}{\partial P_1} \Big|_0 + \frac{\partial(\nabla I_1)}{\partial P_2} \frac{\partial P_2}{\partial P_1} = \frac{\partial \varepsilon_1}{\partial P_1} + \left(-\frac{\partial \varepsilon_2}{\partial P_2} \right) (-1),$$

$$\frac{\partial(\nabla I_1)}{\partial P_3} = -\frac{\partial \varepsilon_2}{\partial P_2} \frac{\partial P_2}{\partial P_3}.$$

Аналогично определяются элементы второй строки.

$$H = \begin{bmatrix} 1,4 & 0,8 \\ 0,8 & 1,25 \end{bmatrix}.$$

5) Решаем систему линейных уравнений относительно невязок по независимым переменным ΔX .

$$H \Delta x = -\nabla I$$

или

$$\begin{pmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_3 \end{pmatrix} = -\frac{1}{\Delta} \begin{pmatrix} H_{22} & -H_{12} \\ -H_{21} & H_{11} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \nabla I_1 \\ \nabla I_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 12,93 \\ 26,13 \end{pmatrix}.$$

6) Находим новые значения искоемых переменных P_1, P_3

$$P_1 = P_1 + \Delta P_1 = 62,93 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_3 + \Delta P_3 = 76,13 \text{ МВт}$$

и затем $P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 60,94 \text{ МВт}$.

Далее повторяем расчет с пункта 3. На второй итерации:

$$\nabla I = \begin{bmatrix} -2,38 \\ -1 \end{bmatrix},$$

$$H = \begin{bmatrix} 1,35 & 0,644 \\ 0,646 & 1,25 \end{bmatrix},$$

$$\Delta P = \begin{vmatrix} 1,84 \\ -0,144 \end{vmatrix},$$

$$P_1 = 64,77 \text{ МВт}, P_3 = 75,98 \text{ МВт}, P_2 = 59,25 \text{ МВт}.$$

На третьей итерации процесс сошелся. Нормы вектор-градиента меньше 0,1, и мощности станций на третьей и второй итерациях также отличаются меньше чем на 0,1 МВт.

8.4. Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС

Для смешанной энергосистемы задача наивыгоднейшего распределения нагрузки усложняется и делится на две самостоятельные задачи.

Первая – оптимизация длительных режимов системы. В этой задаче для всего цикла регулирования водохранилища ГЭС находится наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями системы и определяется режим использования водно-энергетических ресурсов водохранилищ. Последнее и является целью расчетов. Определяются календарные графики сработки и заполнения водохранилищ всех гидростанций системы. На основании таких расчетов регламентируется количество гидроресурсов, которые каждая станция может использовать для краткосрочных циклов. Например, если станция имеет годовое регулирование стока, то будут определены ограничения по ресурсам (стоку) за месяц, неделю, сутки.

Вторая – оптимизация краткосрочных режимов, или наивыгоднейшее распределение нагрузки в смешанной системе для суточного или меньшего периода оптимизации. Вторая задача и будет здесь рассматриваться. Ограничения по речному стоку определяются из решения первой задачи.

Конечно, краткосрочные и долгосрочные режимы ГЭС тесно связаны, но алгоритмические трудности не позволяют рассматривать эти задачи в едином алгоритме. Основанием для такого деления является, кроме различия целей и алгоритмов, существенное различие в полноте и достоверности исходной информации. Для суточного, а иногда и для недельного периода информация имеет достаточную для практических целей достоверность. Можно довольно точно предсказать приточность

рек, нагрузки системы, состав агрегатов электростанций и др. Для длительных же циклов информация имеет вероятностную либо неопределенную форму. Полнота, форма и достоверность исходной информации приводят к существенным различиям методов решения этих задач. Кроме того, объединение этих задач сопряжено с резким усложнением оптимизационных алгоритмов.

Существуют различные модификации задачи краткосрочной оптимизации режимов ЭЭС. Например, ГЭС могут работать в каскаде или в системе может быть несколько ГЭС с различной степенью регулирования стока. Большое значение имеет напор станций (высоконапорные, низконапорные). Мы рассмотрим простейший случай. Предполагается, что на гидростанции в течение периода оптимизации напор не меняется, хотя станция и ведет регулирование. Такие случаи встречаются для высоконапорных и средненапорных ГЭС, когда изменение напоров за счет колебания бьефов не вносит существенной погрешности в энергетические показатели станции. Допущение о постоянстве напора ГЭС существенно упрощает алгоритм решения задачи. При этом 1 м^3 воды для всего периода оптимизации обладает практически одинаковой энергией.

Постановка задачи. Допустим, что в системе имеется одна эквивалентная тепловая электростанция и $j = \alpha, \beta, \dots, \gamma$ гидростанций. Каждая гидростанция за период T может израсходовать определенное количество энергоресурса (стока). Задача заключается в том, чтобы в каждом расчетном интервале всего периода T получить наиболее выгодное распределение нагрузки между станциями. Для эквивалентной ТЭС получена эквивалентная энергетическая характеристика издержек от мощности.

1. Уравнение цели

$$I = \sum_{t=1}^{t=k} I_t \cdot \Delta\tau_t \Rightarrow \min . \quad (8.28)$$

Издержки эквивалентной тепловой станции I_t зависят от того, с какой мощностью она будет работать на интервале времени $t = 1, 2, \dots, k$ длительностью $\Delta\tau_t$, а следовательно, от мощности ГЭС. Эквивалентная характеристика тепловой станции может быть построена из условия наиболее выгодного распределения нагрузки между тепловыми станциями.

2. Уравнения связи – это энергетическая характеристика эквивалентной ТЭС $I_{ТЭС}(P_{ТЭС})$ и расходные энергетические характеристики каждой j -й ГЭС $Q_j(P_j, H_j)$, $j = \alpha, \beta, \dots, \gamma$.

3. Уравнения ограничений. Для каждого расчетного интервала имеется балансовое уравнение мощностей (всего k уравнений) по количеству интервалов времени:

$$W_{P_t} = P_{нт} - (P_t + P_{\alpha t} + P_{\beta t} + \dots + P_{\gamma t}) + \Delta P_t = 0. \quad (8.29)$$

Для каждой гидростанции задается ограничение по стоку (всего j уравнений по числу ГЭС)

$$W_j = W_{Q_j} - \sum_{t=1}^{t=k} Q_{jt} \cdot \Delta \tau_t = 0. \quad (8.30)$$

Условные обозначения: $P_{нт}$ – нагрузка системы; P_t – мощности ТЭС; $P_{\alpha t}, P_{\beta t}, \dots, P_{\gamma t}$ – мощности ГЭС; ΔP_t – потери активной мощности в сетях; $W_j = W_{Q_\alpha}, W_{Q_\beta}, \dots$ – заданные ограничения стока для каждой ГЭС; Q_{jt} – расход воды каждой ГЭС на интервалах времени t .

Уравнение оптимальности имеет вид

$$\frac{\varepsilon}{1 - \sigma} = \lambda_j \frac{q_j}{1 - \sigma_j}, \quad (8.31)$$

где $\varepsilon = \frac{\partial И}{\partial P}$ – относительный прирост издержек на эквивалентной ТЭС;

$q_j = \frac{\partial Q_j}{\partial P_j}$ – относительный прирост расхода воды ГЭС; $\sigma = \frac{\partial \Delta P}{\partial P}$,

$\sigma_j = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_j}$ – относительные приросты потерь активной мощности в

электрических сетях при изменении мощностей ТЭС и ГЭС соответственно; λ – множитель Лагранжа.

Вывод уравнения оптимизации. Функция Лагранжа включает уравнения (8.28) – (8.30) и имеет вид

$$\Phi = \sum_{t=1}^{t=k} И_t + \sum_{t=1}^{t=k} \lambda_t \cdot W_{P_t} + \sum_{j=\alpha}^{j=\gamma} \lambda_j \cdot W_j. \quad (8.32)$$

Неизвестными величинами будут мощности ТЭС (всего t) и каждой j -й ГЭС в каждом t -м расчетном интервале времени, всего $jt + t$ неизвестных мощностей. Неизвестны такие множители Лагранжа: t множителей λ_t и j множителей λ_j . Итак, число неизвестных равно $jt + 2t + j$. Чтобы решить задачу, необходимо составить $jt + 2t + j$ уравнений.

Если продифференцируем функцию Лагранжа (8.32) по независимым переменным, то получим $jt + t$ уравнений. Частные производные от (8.32) берутся по мощностям всех станций в каждом расчетном интервале времени $P_1, P_2, \dots, P_k, P_{\alpha 1}, \dots, P_{\alpha k}, \dots, P_{\gamma k}$.

Балансовые уравнения стока (8.30) дают j уравнений, а балансовые уравнения мощности (8.29) – t уравнений. Таким образом, число уравнений равно $jt + 2t + j$, и их достаточно для определения неизвестных.

Производные по мощности ТЭС имеют вид

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_t} = \frac{\partial И_t}{\partial P_t} + \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial P_t} \right) = 0; \quad (8.33)$$

откуда получим

$$-\lambda_1 = \frac{\varepsilon}{1 - \sigma_1}; \quad -\lambda_2 = \frac{\varepsilon}{1 - \sigma_2} \dots \quad (8.34)$$

Производные по мощности ГЭС дают уравнения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{jt}} = \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{jt}} \right) + \lambda_j \frac{\partial Q_{jt}}{\partial P_{jt}}. \quad (8.35)$$

всего периода оптимизации соблюдать постоянное соотношение λ между ТЭС и ГЭС. Например, между ТЭС и ГЭС с номером α нагрузка должна распределяться по соотношению

$$\lambda_{\alpha} = \left(\frac{\varepsilon}{1 - \sigma} \right) \left(\frac{q_{\alpha}}{1 - \sigma_{\alpha}} \right)^{-1}. \quad (8.40)$$

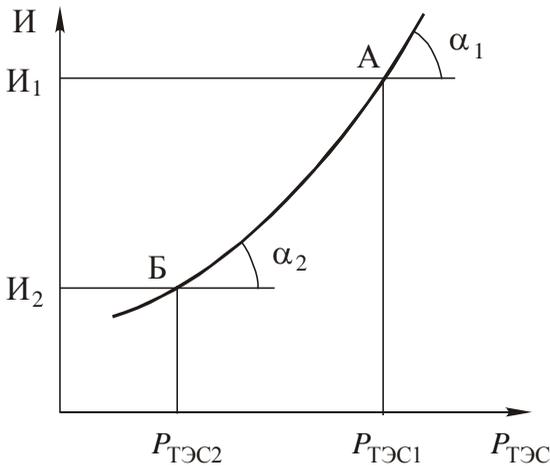


Рис. 8.12. Режим тепловых станций при работе ГЭС с различным расходом воды

Одновременно требуется выполнить (8.39). ГЭС могут различаться напором и расходом, поэтому для каждой ГЭС имеется свой множитель λ . Зависимость от расхода показана на рис. 8.12. Чем больше мощность и расход ГЭС, тем меньше относительная эффективность ее единицы мощности. Допустим, что общая нагрузка системы составляла величину P_H . Если ГЭС имеет большую мощность, то ТЭС будут работать с мощностью $P_{ТЭС2}$. При этом на ТЭС отключаются неэкономичные агрегаты. Удельная эффективность использования гидроресурсов будет пропорциональна углу α_2 . При малой величине мощности ГЭС больше загружены ТЭС, в том числе и неэкономичные, и удельная эффективность использования гидроресурсов большая и пропорциональна углу α_1 .

Размерность и физический смысл множителей λ_j . Рассмотрим простейшую гидротепловую систему, состоящую из одной ТЭС и одной ГЭС. Условие наивыгоднейшего распределения нагрузки в такой системе имеет вид

$$\varepsilon = \lambda q, \quad (8.41)$$

тогда при $\varepsilon = \frac{\Delta I}{\Delta P}$, а $q = \frac{\Delta Q}{\Delta P}$ получим

$$\lambda = \left(\frac{\Delta B}{\Delta P} \right) \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P} \right)^{-1} = \frac{\Delta B}{\Delta Q}. \quad (8.42)$$

Следовательно, λ – мера эффективности использования гидроресурсов в системе. Этот коэффициент показывает, какая экономия затрат будет получена на ТЭС, если на ГЭС дополнительно используется расход воды ΔQ . Наивыгоднейшим будет такой режим, при котором ресурсы каждой ГЭС будут использованы с одинаковой эффективностью в течение всего периода оптимизации, т. е.

$$\lambda = \text{idem}. \quad (8.43)$$

Распределение нагрузки при переменном напоре ГЭС. Напор ГЭС может меняться из-за непостоянства уровней верхнего и нижнего бьефов в течение периода оптимизации. На приплотинных ГЭС с большими водохранилищами уровень верхнего бьефа за сутки меняется мало (на сантиметры), а уровень нижнего бьефа достаточно сильно. На Камской ГЭС изменение уровня нижнего бьефа за сутки – 3,5 м, на Новосибирской – 2,5 м. На деривационных ГЭС на несколько метров может меняться напор за счет изменения уровня напорного бассейна.

Изменение напора вызывает «эффект последствий», т. е. влияние режима ГЭС на текущем интервале на последующие. Это усложняет оптимизационные расчеты. Главная задача учета последствия – это расчет уровней верхнего и нижнего бьефов. В специальной литературе эти вопросы рассмотрены детально. В настоящей книге они не отражаются, поскольку связаны с гидравлическими режимами бьефов ГЭС.

Заключение по главе 8

В главе обсуждены критерии экономичности работы энергосистем. Показано, что критерием экономичности распределения нагрузки между тепловыми станциями является равенство относительных приростов.

Критерий экономичности распределения нагрузки между тепловыми станциями не дает ответа на вопрос о численных значениях оптимальных мощностей станций. Поэтому рассмотрены графический и аналитический способы решения этой задачи.

В главе приведены численные примеры решения задачи распределения нагрузки между тепловыми станциями методом относительных приростов, градиентным методом и методом Ньютона. Также в главе рассмотрены особенности распределения нагрузки в системе, имеющей ГЭС.

После изучения этой главы обучающиеся должны уметь применять рассмотренные методы для решения конкретных примеров по распределению нагрузки между станциями.

Вопросы для самопроверки

- 1. Может ли КПД станции являться критерием распределения нагрузки между станциями?*
- 2. Что такое удельный расход топлива на выработку единицы электрической мощности?*
- 3. Поясните понятие относительного прироста расхода топлива.*
- 4. Что является критерием экономического распределения нагрузки между тепловыми станциями при принятии потерь мощности постоянной величиной?*
- 5. Как учесть изменение потерь мощности при распределении нагрузки между станциями?*
- 6. Поясните графический способ распределения нагрузки между станциями.*

7. Поясните аналитический способ распределения нагрузки между станциями.
8. Сформулируйте полную постановку задачи оптимизации.
9. Поясните особенности распределения нагрузки в системе, имеющей ГЭС.

ГЛАВА 9

ОПТИМАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Требования к режимам гидроэлектростанции. ≈ Принципы управления ими и показатели оценки. ≈ Оптимизация длительных режимов. ≈ Схема расчетов рационального использования гидроэнергетических ресурсов

9.1. Требования к режимам гидроэлектростанции энергетических и водохозяйственных систем

Водохранилища гидроэлектростанций обычно имеют комплексное назначение, и регулирование стока подчинено удовлетворению требований всех участников водохозяйственного комплекса (ВХК). Гидроэлектростанции, работающие в энергетической системе, связаны между собой режимом электроснабжения потребителей и техническими связями по ЛЭП. Каскады ГЭС связаны используемым водотоком. Все это должно учитываться при управлении оптимальными режимами работы ГЭС.

Неопределенность исходной информации. Оптимальное управление режимами ГЭС осуществляется в условиях неполноты и недостаточной достоверности исходной информации. Имеются элементы случайности в формировании естественного режима стока, графика нагрузки системы в значениях располагаемых мощностей, в составе работающего оборудования электростанций и используемых энергетических ресурсах. Таким образом, задачи управления режимами ГЭС должны быть отнесены к области стохастического программирования. Это приводит к неоднозначности получаемых решений. Наиболее

сильно неопределенность влияет на решения об управлении режимами тогда, когда для соответствующих случайных величин и процессов исходная информация вообще отсутствует или нет ее вероятностного описания, например в виде функций распределения.

Прогнозирование исходной информации на сравнительно короткие промежутки времени (до месяца) в настоящее время особых затруднений не вызывает и имеет достаточно достоверный характер. Однако при этом не исключается, что отдельные факторы, например график нагрузки системы, под влиянием случайных обстоятельств отклоняются от прогнозируемых. Эти отклонения поддаются оперативной корректировке, и поэтому методы расчета режимов для коротких периодов являются в своей основе детерминированными, т. е. позволяют получать однозначные решения.

При расчете длительных режимов регулирования стока гидрологическая информация является в принципе вероятностной, и никакое другое предсказание стока на сезон и год (тем более на многолетний период), кроме вероятностного, не может быть правомерным. Все это в равной мере относится и к другой исходной информации, вследствие чего используемые методы расчета должны в своей основе быть также вероятностными. В этом состоит основное различие в принципиальной постановке оптимизации краткосрочного и длительного режимов.

Однако краткосрочные и длительные режимы связаны между собой, поскольку решения долгосрочные дают информацию для краткосрочных. Различие в формах представления исходной информации приводит к разным моделям расчета оптимальных режимов и к разным способам управления режимами. Несмотря на вероятностную природу исходной информации, используемой при оптимизации длительных режимов, рекомендации по управлению режимами ГЭС должны быть достаточно определенными. Поэтому и задача расчета длительных режимов часто решается в детерминированной постановке.

Комплексное использование водных ресурсов гидроузлов. Современные гидростанции обычно работают в составе водохозяйственного комплекса. При этом роль ГЭС в различных ВХК не одинакова. В некоторых комплексах энергетике принадлежит ведущая роль, в других ведущим участником является какая-либо другая отрасль народного хозяйства, например сельское хозяйство. В этом случае ставится задача рационального распределения водных ресурсов. Режим ГЭС будет находиться в прямой связи с теми требованиями неэнергетических участников комплекса, которые ей предписано выполнять.

Управление режимами ГЭС в условиях жестких водохозяйственных ограничений, когда последние нередко противоречат друг другу, приводит к дополнительным затруднениям. Кроме того, в водохозяйственных системах по мере их развития обычно требования возрастают, и энергетическая значимость гидроузла уменьшается. Это приводит к дополнительным трудностям в управлении режимами водохранилищ ГЭС. Для многих отечественных ГЭС ярко проявляется снижение их энергетической роли и возрастание водохозяйственной.

9.2. Основные принципы управления режимами ГЭС

Целевая функция управления имеет вид

$$\Phi = \Phi(X, Y) \Rightarrow \text{extr.} \quad (9.1)$$

Кроме обычных трудностей оптимизации по (9.1) появляются дополнительные, если имеются каскады ГЭС, водохранилища которых обслуживают водохозяйственный комплекс. Дополнительные и очень серьезные трудности вычислительного и методического характера возникают при необходимости учета вероятностного характера исходной информации. Поэтому необходимо вводить упрощения в постановку и математическую модель задачи.

Последовательная корректировка планов использо- вания водных ре- сурсов ГЭС

Основная исходная информация, используемая при планировании режимов, меняется. Это приводит к необходимости применять последовательную корректировку планового решения на основе поступающей уточненной информации. При вероятностном характере основной исходной информации и непрерывно изменяющихся системных условиях принцип последовательной корректировки отвечает адаптивному к этим условиям. Адаптация представляет процесс изменения режимов, параметров и управляющих воздействий на основе текущей информации с целью достижения оптимального состояния системы при наличии неопределенности и изменяющихся условий работы.

Последовательная корректировка состоит в периодическом уточнении стратегий управления режимами ГЭС. Для расчетного периода

Последовательная корректировка режимов является сейчас единственным действенным способом повышения достоверности планов выработки электроэнергии. Оптимальный режим, отвечающий прогнозной информации, будет давать диагональ матрицы. Расчеты по схеме последовательной корректировки постоянно ведутся в условиях эксплуатации. Подчеркнем, что при этих расчетах информация должна уточняться для всего периода расчетов T , а не только для периода прогноза. Если уточнять решение, меняя информацию только одного ближайшего к началу периода T интервала, то решение не будет наилучшим. Хотя и в этом случае оно лучше первоначального расчета по модельному гидрографу определенной обеспеченности. При первоначальных расчетах берется модельный гидрограф обеспеченности 50...75 %.

Использование диспетчерских графиков

Другой вид управления и соответствующей корректировки может быть организован на основе использования диспетчерских графиков. Диспетчерский график дает упрощенные управляющие функции с ограниченным числом управляющих параметров и является средством реализации наиболее близких к оптимальным режимов работы ГЭС при отсутствии достоверной информации.

В простейшем случае управляющая функция (диспетчерский график) отражает зависимость между отдачей водохранилища в t -м интервале времени, выраженной в некоторых энергетических или водохозяйственных показателях, и отметкой уровня воды в водохранилище, имеющейся на начало этого интервала, и имеет вид

$$X_t = X_t(Z_t), \quad (9.2)$$

где X – отдача водохранилища (по расходу или мощности ГЭС); Z – отметка уровня; t – номер интервала времени.

Управляющие функции этого вида позволяют однозначно определять в t -м интервале отдачу водохранилища в зависимости от его уровня в начале интервала при отсутствии прогноза стока. Но они отражают зависимость отдачи только от одного параметра управления, что является достаточно большим упрощением. Более эффективными будут, очевидно, такие функции, которые определяют зависимость отдачи от более широкого круга параметров управления к началу рассмат-

риваемого интервала времени. Одним из таких параметров может быть, например, расход реки в предыдущем интервале времени. В этом случае управляющая функция будет иметь вид

$$X_{jt} = X_{jt}(Z_t, Q_{t-1}, Q_{t-2}, \dots, Q_{t-n}), \quad (9.3)$$

где Q – расходы на соответствующих интервалах времени.

Учет связей [по (9.3)] между интервалами существенно усложняет управляющую функцию.

Наиболее сложный вид управляющая функция приобретет тогда, когда будет отражать управление сложной водохозяйственной системой. В этом случае управляющую функцию можно записать следующим образом:

$$X_{it} = X_{it}[\{Z_{jt}\}; \{Q_j(t-1)\}; \{Q_j(t-2)\}; \dots; \{A_j(t-1)\}], \quad (9.4)$$

где j – номер гидроузлов (водохранилищ) системы; t – номер интервала времени; Z_{jt} – совокупность показателей, характеризующих запасы воды в водохранилищах системы на начало интервала времени t ; $Q_{j(t-1)}$ – совокупность показателей расхода воды для интервала времени $t-1$; $A_{j(t-1)}$ – совокупность показателей, характеризующих потребление воды (электроэнергии) различными участниками системы.

Зависимости (9.2) и (9.3) представить в графической форме практически невозможно. Встречает серьезные трудности и аналитическое решение функций. Это объясняется необходимостью учитывать большое число влияющих факторов, природа которых в большинстве случаев недостаточно ясна. Связи между факторами и связи каждого из них с зависимой переменной существенно нелинейные, что при большой размерности задачи еще больше затрудняет ее решение. Наконец, использование методов стохастического программирования, которое в этом случае необходимо, встречает дополнительные трудности из-за недостаточной разработки их в применении к рассматриваемым задачам.

Диспетчерское регулирование водных ресурсов водохранилища ГЭС осуществляется на основе специальных правил и рекомендаций, которые учитывают различие условий водности стока и требований энергосистемы к выработке электроэнергии ГЭС. Рекомендации выра-

батываются посредством обобщения результатов специальных водно-энергетических расчетов, в которых задаются вариации исходных данных. Варьироваться могут приточность воды в водохранилище, требования энергетических и водохозяйственных компонентов гидроузла. Главное внимание при построении диспетчерских графиков ГЭС уделяется приточности воды в водохранилище, обеспеченности стока и его внутригодовому распределению. На диспетчерском графике выделяются зоны работы станции с различными мощностями, причем они зависят от приточности.

Основным видом диспетчерских графиков являются функции $Z_{в.б}(N_{ГЭС}, Q_{вод}, t)$, которые задаются в границах $Z_{УМО} \leq Z_{в.б} \leq Z_{НПУ}$ при изменении приточности в водохранилище $Q_{в \min} \leq Q_{в} \leq Q_{в \max}$ (рис. 9.1). Определение функций управления водными ресурсами водохранилища производится при использовании определенного критерия: максимума выработки электроэнергии, минимума затрат системы, максимума получения прибыли ГЭС или системы. Использование критерия максимума выработки электроэнергии позволяет оптимизировать режим водохранилища без учета балансов электроэнергии системы.

Диспетчерский график разрабатывается для гидростанций, имеющих длительный цикл регулирования: сезонный, годовой, многолетний.

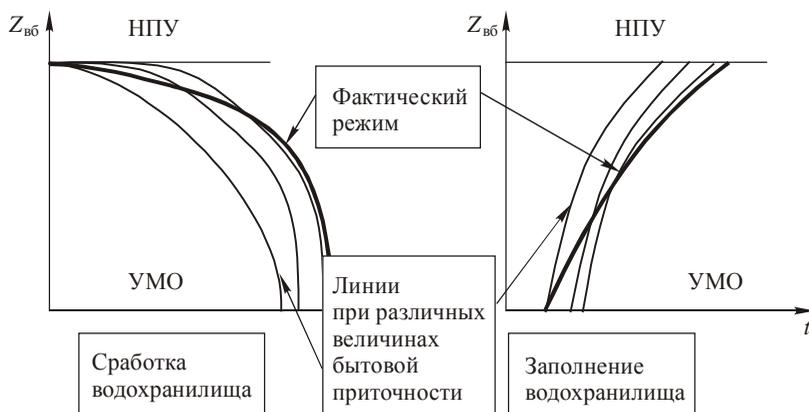


Рис. 9.1. Пример диспетчерского графика сработки и заполнения водохранилища и его использования

9.3. Показатели оценки режимов ГЭС

Технологические задачи – показатели оценки П1. Наиболее общими для режимных задач технологического содержания являются показатели, перечисленные ниже.

- КПД использования техники или технологического процесса

$$\eta = \mathcal{E}_{\text{подв}} / \mathcal{E}_{\text{полезн}} , \quad (9.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{подв}}$ – подведенная энергия; $\mathcal{E}_{\text{полезн}}$ – полезная энергия.

- Расход энергоресурса: воды на ГЭС – $Q_{\text{ГЭС}}$.
- Удельный расход энергоресурса

$$q_{\text{ГЭС}} = Q / \mathcal{E}_{\text{полезн}} . \quad (9.6)$$

Экономичность обеспечивается при

$$\eta = \max, \quad (9.7)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = \min, \quad (9.8)$$

$$q_{\text{ГЭС}} = \min. \quad (9.9)$$

Управление производственным процессом энергетического предприятия – показатели эффективности П2. Издержки управления производственным процессом определяются затратами на выполнение отдельных функций управления. Экономичность обеспечивается, если общие эксплуатационные издержки минимальны.

В настоящее время для ГЭС энергоресурсы (гидроресурсы) не имеют оценки в рублях, поэтому $I_{\text{рес}}$ для ГЭС равна нулю. Издержки предопределяют и цену продукции.

Условием экономичности является

$$I = \min. \quad (9.10)$$

Коммерческие показатели действий на рынке электрической энергии и мощности – показатель П3. Номенклатура товаров и услуг зависит от энергетических балансов. Главным показателем экономичности

электроснабжения при коммерческих отношениях для ЭЭС является максимум прибыли:

$$\Pi = \max, \quad (9.11)$$

причем $\Pi = P_e - I$,

где P_e – реализация; I – суммарные издержки производства всей продукции.

При расчете режимов использования водных ресурсов могут применяться различные показатели оценки эффективности. Все зависит от целей, условий расчетов и, главное, от исходной информации. Чаще всего используются показатели выработки электроэнергии и издержек системы. Показатели коммерческой деятельности использовать трудно из-за отсутствия необходимой информации о состоянии рынка.

9.4. Оптимизация длительных режимов ГЭС

Общие положения

Длительные режимы ГЭС влияют на текущее планирование работы энергосистемы. Многочисленные расчеты для реальных систем показывают, что задачи долгосрочной оптимизации дают чаще всего значительно больший эффект, чем некоторые задачи краткосрочной оптимизации. Например, оптимизация режима водохранилищ позволяет повысить выработку электрической энергии ГЭС на 5...10 %, оптимизация капитальных ремонтов снижает на несколько процентов затраты на их проведение и позволяет заметно увеличить располагаемые мощности электростанций.

В настоящее время имеются разнообразные модели и алгоритмы решения задач долгосрочной оптимизации. Общими особенностями алгоритмов долгосрочной оптимизации является то, что в них широко используется прогностическая информация. Все методы прогнозирования базируются на использовании статистической информации, например, о нагрузках системы за прошедшие периоды, о различных показателях станций и систем, о гидрологической информации. При коммерческих отношениях возникает необходимость использовать внешнюю информацию об объемах продаж, ценах, номенклатуре. Это все очень осложняет оптимизацию долгосрочных режимов ГЭС и выдвигает специальные требования к накоплению и переработке стати-

стической информации. Необходимо достаточно полно представлять энергетическую систему при решении этих задач, например, данные для тепловых станции, их цены и номенклатуру товара. Следует учитывать гидравлические связи каскадных ГЭС.

Основной задачей управления длительными режимами водохранилищ является оптимальное использование энергетических ресурсов энергосистемы или объединения для обеспечения режима потребления электроэнергии. При рациональном управлении водохранилищами можно получить на ГЭС дополнительную выработку электроэнергии 5 % и больше, что существенно экономит топливо.

Формулируется задача оптимизации режима водохранилища следующим образом: при заданной бытовой приточности необходимо определить такой режим водохранилища ГЭС на весь период регулирования, при котором по принятому критерию обеспечивается оптимальный режим энергетической системы. Чаще всего критерием служит минимум расхода эксплуатационных издержек.

Первоначально на весь период регулирования создается модель исходной информации. При поступлении новых прогнозов исходной информации режим водохранилища корректируется. Особенностью задачи является и то, что большие периоды оптимизации вынуждают увеличивать расчетные интервалы времени. Практически невозможно рассчитать годовое регулирование по часовым интервалам. Укрупнение интервалов снижает размерность задачи. Расчет по укрупненным интервалам кроме вычислительных достоинств оправдывается отсутствием достоверной информации.

При переходе от часовых интервалов к суточным требуется учитывать влияние внутрисуточного изменения нагрузки на показатели станции. Если за расчетные принимаются месячные интервалы, то следует учитывать внутримесячную изменчивость информации. Внутриинтервальные режимы отражаются в специально подготовленной исходной информации, которая используется далее для расчетов режимов по укрупненным расчетным интервалам времени. Здесь также проявляется связь краткосрочных и долгосрочных режимов ГЭС, поскольку для построения среднеинтервальных характеристик станций используются алгоритмы краткосрочной оптимизации.

Все сказанное говорит о том, что задача рационального использования водных ресурсов водохранилища ГЭС является важнейшей общесистемной задачей, определяющей режим системы.

9.5. Постановка задачи оптимизации долгосрочных режимов ГЭС

Пусть оптимизируемая система состоит из J гидравлических и K тепловых электростанций, режимы которых подлежат оптимизации. Будем считать, что исходная информация на период оптимизации задается детерминированной. Критерием оптимальности являются эксплуатационные затраты по системе I_c . Оптимизацию можно проводить также по минимуму затрат на топливо системы $I_{ТЭС}$, по максимуму выработки электроэнергии ГЭС $\Delta_{ГЭС}$, или по максимуму дохода. Выбор критерия требует тщательного обоснования.

Приведем уравнения математической модели.

1. Уравнение цели представим при использовании в качестве критерия издержек на топливо. Тогда

$$I_c = \sum_t \Pi_t B_t (P_{ТЭС t}) \Delta \tau_t, \quad (9.12)$$

где $B(P_{ТЭС})$ – расходная характеристика эквивалентной ТЭС; Π – цена единицы топлива, расходуемого на ТЭС; $t = 1, 2, \dots, m$ – номер расчетного интервала времени длительностью $\Delta \tau_t$.

Преобразуем уравнение цели и введем в него параметры, характеризующие режим ГЭС и водохранилищ. Мощность j -й ГЭС в любой момент времени t определяется по формуле

$$P_{ГЭС jt} = 9,81 \eta_{jt} Q_{jt} H_{jt}, \quad (9.13)$$

а расход ГЭС

$$Q_{jt} = Q_{быт jt} \pm Q_{в, jt}, \quad (9.14)$$

т. е. расход определяется бытовой приточностью и расходом регулирования водохранилища.

В любой момент времени t периода T мощность всех ТЭС системы, режим которых оптимизируется, может быть определена по следующему балансовому соотношению мощностей в системе:

$$P_{ТЭС t} = P_{ct} - \sum P_{ГЭС jt} + \pi_t, \quad (9.15)$$

где P_{ct} – заданные нагрузки системы; π_t , – потери мощности в сети.

Уравнение цели, в которое входит величина Q_B , определяющая режим водохранилища:

$$I_c = \sum C_t V_t [P_{ct} - \sum 9,81 \eta_{jt} (Q_{\text{быт}jt} \pm Q_{Bj}) H_{jt} + \pi_t] \Delta \tau_t \Rightarrow \min. \quad (9.16)$$

Параметром регулирования могут являться также сток водохранилища и уровни верхнего бьефа, что легко учесть в (9.16), проведя простые преобразования.

2. Уравнения связи:

а) балансовое уравнение мощности

$$P_{\text{ГЭС } t} = P_{ct} - \sum P_{\text{ГЭС } jt} + \pi_t; \quad (9.17)$$

б) балансовое уравнение стока на каждой ГЭС

$$\sum W_{\text{н.б}jt} - (\sum W_{\text{б}jt} \pm \sum W_{\text{в}jt} - \sum W_{\text{п}jt}) = 0, \quad (9.18)$$

где $W_{\text{н.б}jt}$ – сток в нижнем бьефе ГЭС; $W_{\text{б}jt}$ – бытовой сток в створе ГЭС; $W_{\text{п}jt}$ – потери стока;

в) характеристики ТЭС;

г) среднесуточные (или среднемесячные) характеристики каждой ГЭС $Q_{\text{ГЭС}}(P_{\text{ГЭС}})$, которые также могут меняться во времени t ;

д) характеристики бьефов каждой ГЭС: $Z_{\text{в.б}}(V)$ – характеристика связи объемов водохранилища V и уровней верхнего бьефа $Z_{\text{в.б}}$; $Z_{\text{н.б}}(Q_{\text{н.б}j})$ – характеристика связи горизонтов нижнего бьефа $Z_{\text{н.б}}$ и расходов $Q_{\text{н.б}}$. Характеристики необходимы для расчета напора ГЭС.

3. Уравнения ограничений:

а) по мощностям ГЭС и ТЭС, которые задаются для каждой станции:

$$P_{\text{ГЭС } jt \min} \leq P_{\text{ГЭС } jt} \leq P_{\text{ГЭС } jt \max}, \quad (9.19)$$

$$P_{\text{ТЭС } t \min} \leq P_{\text{ТЭС } t} \leq P_{\text{ТЭС } t \max}; \quad (9.20)$$

б) по уровням бьефов.

Для гидростанции с годовым и сезонным регулированием стока

$$Z_{\text{в.б}jt \max} = Z_{\text{НПГ}}, \quad Z_{\text{в.б}jt \min} = Z_{\text{УМО}}, \quad (9.21)$$

где – $Z_{\text{НПГ}}$, $Z_{\text{УМО}}$ соответственно уровни нормально подпертого горизонта и мертвого объема водохранилища. Ограничения уровней ниж-

него бьефа определяются комплексным использованием водных ресурсов гидроузла.

4. Могут также задаваться ограничения системного характера, например по пропускной способности ВЛ:

$$P_{\text{ВЛ } \Pi t \text{ min}} \leq P_{\text{ВЛ } \Pi t} \leq P_{\text{ВЛ } \Pi t \text{ max}}. \quad (9.22)$$

Данная задача является задачей нелинейного программирования. Для ее решения чаще всего применяются следующие методы: покоординатного спуска, градиентные, наискорейшего спуска, динамического программирования. В настоящее время разработан ряд алгоритмов, позволяющих решить эту задачу.

9.6. Оптимизация режима водохранилища одиночной ГЭС

Одиночная ГЭС в системе является частным и простым случаем расчетов, однако и при этом алгоритмы оптимизации сложны. Энергосистем, имеющих одну гидростанцию, не так уж много, но на этом примере легко продемонстрировать особенности общей задачи и показать вывод уравнения оптимизации. Для общего случая, рассмотренного схематично дальше, алгоритм сложен и описание его не может быть дано в рамках настоящей книги.

Рассмотрим концентрированную систему, т. е. систему, в которой все ГЭС представлены одной эквивалентной характеристикой. Система имеет одну гидростанцию, и задача заключается в нахождении оптимального режима ее водохранилища.

Для решения этой задачи предложено множество алгоритмов, основанных на различных методах нелинейного программирования (Гаусса–Зейделя, динамического программирования и др.). Однако, поскольку для общей задачи обычно применяются градиентные методы, будет рассмотрен алгоритм оптимизации режима водохранилища одиночной ГЭС этим методом.

Математическая модель задачи включает уравнения (9.12) – (9.22), но при $j = 1$ и $k = 1$, т. е. для одной ГЭС и одной эквивалентной ГЭС. Критерием оптимизации будем считать издержки системы, при $I = \min$ – режим оптимальный. В качестве параметра регулирования выбирается объем сработки (заполнения) водохранилища $W_{\text{в},t}$ – он

может меняться независимо в каждом расчетном интервале времени, за исключением балансирующего. В балансирующем интервале объем определяется балансовым уравнением стока (9.18).

Пусть период оптимизации разбит на $t = 1, 2, \dots, n$ расчетных интервалов, причем интервал n – балансирующий. Вектор независимых переменных

$$\mathbf{Y}(W_{в,1}, W_{в,2}, \dots, W_{в,n}). \quad (9.23)$$

Вектор искоемых величин включает мощности ГЭС и объем регулирования водохранилища в балансирующем интервале, т. е.

$$\mathbf{X}(P_{ГЭС1}, P_{ГЭС2}, \dots, P_{ГЭСn}, W_{в,бал,n}). \quad (9.24)$$

Как следует из (9.24), для решения этой задачи требуется $(nt + 1)$ уравнение. Балансовые уравнения мощности (917) дают n уравнений, составленных для всех t интервалов. Одно уравнение получаем из баланса стока по (9.18).

Порядок расчета при использовании градиентного метода. Повторим его еще раз. Пусть известно, что целевая функция $\Phi(\mathbf{Y})$ выпуклая, причем $Y(Y_1, \dots, Y_n)$.

Вектор-градиент определяется частными производными целевой функции по всем переменным:

$$\nabla\Phi = \frac{\partial\Phi}{\partial Y} \left(\frac{\partial\Phi}{\partial Y_1}, \frac{\partial\Phi}{\partial Y_2}, \dots, \frac{\partial\Phi}{\partial Y_n} \right). \quad (9.25)$$

Оптимизация осуществляется итерационно. В начальной точке находится вектор-градиент и параметры Y_0 меняются на определенную величину в направлении антиградиента. Затем для новых Y_1 находится новое значение вектор-градиента и соответственно новое значение Y_2 , и так до тех пор, пока модуль вектор-градиента не станет меньше заданной величины. При условии

$$|\nabla\Phi| = \sqrt{\left(\frac{\partial\Phi}{\partial Y_1}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial\Phi}{\partial Y_n}\right)^2} \leq \varepsilon \quad (9.26)$$

режим считается оптимальным (если не учитывать ограничений).

Обычно в итерационном процессе применяют метод наискорейшего спуска. Отличием его является то, что движение в определенном направлении осуществляется до тех пор, пока функция в этом направлении не достигнет минимума. Затем расчет повторяется.

Алгоритм расчета режима водохранилища одиночной ГЭС. Рассмотрим вначале выражение для вектор-градиента функции $I_{ТЭС}(Y)$, которая зависит от переменных $Y(W_{B,1}, W_{B,2}, \dots, W_{B,n-i})$. В качестве критерия берется величина издержек на топливо $I_{ТЭС}$.

Вектор-градиент

$$\nabla I_{ТЭС} = \frac{\partial I_{ТЭС}}{\partial Y} = \left(\frac{\partial I_{ТЭС}}{\partial W_{B,1}}; \frac{\partial I_{ТЭС}}{\partial W_{B,2}}; \dots; \frac{\partial I_{ТЭС}}{\partial W_{B,n-1}} \right). \quad (9.27)$$

Из этого следует, что для решения задачи требуется определить частные производные функции $I_{ТЭС}$ по всем независимым параметрам. Так как между $I_{ТЭС}$ и Y связи неявные, то каждую из частных производных можно определить, комбинируя другие производные, для которых есть явные функциональные связи. Покажем это на примере первой компоненты вектор-градиента. Можно записать:

$$\frac{\partial I_{ТЭС}}{\partial W_{B,1}} = \frac{\partial I_{ТЭС,1}}{\partial W_{B,1}} + \sum_{t=2}^{t=n-1} \frac{\partial I_{ТЭС,t}}{\partial W_{B,1}} + \frac{\partial I_{ТЭС,n}^{\delta}}{\partial W_{B,1}}. \quad (9.28)$$

Первое слагаемое показывает, что если в первом интервале изменить сток ГЭС на $dW_{B,1}$, то это вызовет в системе изменение издержек на $\partial I_{ТЭС,1}$. За счет изменения стока в первом интервале произойдет изменение отметок водохранилища и напора в последующих интервалах, т. е. появится *эффект последействия*. Изменение напора приведет к изменению мощностей ГЭС и издержек в системе. Оно выражается вторым слагаемым. В последнем, балансирующем n -м интервале режим будет вынужденный и будет также зависеть от $dW_{B,1}$ и режима в предыдущих интервалах.

Представим составляющие (9.28) производными, полученными дифференцированием явных функций. Действительно, издержки могут изменяться только при изменении мощности тепловой станции, что выражается производной $\frac{\partial I_{\text{ГЭС}}}{\partial P_{\text{ГЭС}}}$. Мощность тепловой станции изменяется по причине изменения мощности ГЭС, т. е. производная будет $\frac{\partial P_{\text{ГЭС}}}{\partial P_{\text{ГЭС}}}$. Если потери в сетях не учитываются, то $\delta P_{\text{ТЭС}} = \delta P_{\text{ГЭС}}$.

Мощность ГЭС может меняться при изменении расхода либо напора, т. е. получим производные $\frac{\partial P_{\text{ГЭС}}}{\partial W}$ и $\frac{\partial P_{\text{ГЭС}}}{\partial H}$, а напор ГЭС меняется за счет изменения стока на $\frac{\partial H}{\partial W}$. Тогда слагаемые (9.28) можно записать так:

$$\frac{\partial B_{\text{ГЭС},1}}{\partial W_{\text{в},1}} = \frac{\partial I_1}{\partial P_{\text{ГЭС},1}} \frac{\partial P_{\text{ТЭС},1}}{\partial P_{\text{ГЭС},1}} \frac{\partial P_{\text{ГЭС},1}}{\partial W_{\text{в},1}}, \quad (9.29)$$

$$\frac{\partial I_{\text{ТЭС},t}}{\partial W_{\text{в},1}} = \frac{\partial I_{\text{ТЭС},t}}{\partial P_{\text{ТЭС},e}} \frac{\partial P_{\text{ТЭС},t}}{\partial P_{\text{ГЭС},t}} \frac{\partial P_{\text{ГЭС},t}}{\partial H_t} \frac{\partial H_t}{\partial W_{\text{в},1}}, \quad (9.30)$$

$$\frac{\partial I_n^{\text{в}}}{\partial W_{\text{в},1}} = \frac{\partial I_n}{\partial P_{\text{ГЭС},n}} \frac{\partial P_{\text{ТЭС},n}}{\partial P_{\text{ГЭС},n}} \frac{\partial P_{\text{ГЭС},n}}{\partial W_{\text{в},n}^{\text{б}}} \frac{\partial W_{\text{в},n}^{\text{б}}}{\partial W_{\text{в},1}}. \quad (9.31)$$

Поясним кратко порядок оптимизационных расчетов. Задается первоначальный режим водохранилища, и для него определяется вектор $Y_0(W_{\text{в}1}, \dots, W_{\text{в},\text{п}-1})$. Затем рассчитывается режим ГЭС и, если нарушаются какие-либо ограничения, решается специальная задача ввода режима в допустимую область. В этой задаче ограничений много, причем они часто имеют антагонистический характер, что создает большие вычислительные трудности. Хорошие результаты дает принцип учета ограничений штрафными функциями.

Целевая функция при этом имеет вид

$$\Phi = I_{\text{ГЭС}} + \text{ш} \Rightarrow \min, \quad (9.32)$$

где $I_{\text{ГЭС}}$ – издержки по системе; ш – штрафные функции. Штрафные функции учитывают ущерб от нарушения ограничений. Обычно

$$\text{ш} = K(\Pi)\Delta\Pi, \quad (9.33)$$

где $\Delta\Pi$ – величина нарушения ограничений, а $K(\Pi)$ – нелинейная функция оценки, которая задается при расчетах. Величина штрафа за нарушение ограничения на величину $\Delta\Pi$ не отражает реального ущерба и является вычислительной процедурой. Их значения выбираются так, чтобы штрафы были заведомо большими, чем издержки системы. Тогда, если ограничение нарушено, функция (9.32) резко возрастает и этот режим оказывается невыгодным, поэтому режим ГЭС меняется до той ближайшей точки, в которой нет штрафа.

Если первоначальный режим не был оптимальным, тогда модуль градиента целевой функции

$$|\nabla I_{\text{ГЭС}}| > \varepsilon \quad (9.34)$$

и определяется шаг изменения переменных ΔY . Одно из возможных предложений заключается в следующем. По знаку частной производной находят направление изменения каждой независимой переменной. Если частная производная отрицательная и требуется снижение целевой функции, то следует увеличивать сработку водохранилища с шагом ΔW . Если же частная производная положительна, т. е. возрастают издержки системы, то осуществлять дополнительную сработку водохранилища не нужно и на последующей итерации сработка водохранилища на этом интервале будет уменьшена на ΔW .

Шаг изменения независимых переменных вычисляется по выражению

$$\Delta Y = K_h h_0 \frac{\partial B}{\partial Y}. \quad (9.35)$$

Он зависит от изменчивости целевой функции при изменении независимых переменных на $dW_{\text{в}}$, от начального постоянного шага h_0 , от постоянного множителя K_h , причем K_h также зависит от изменчивости целевой функции. При небольшом изменении целевой функции, что свидетельствует о близости оптимума, K_h выбирается малым. Если целевая функция существенно меняется, то можно менять независимые переменные с большим шагом. Может быть несколько ступеней изменения шага. Итерационный расчет производится до тех пор, пока модуль вектор-градиента не будет меняться меньше, чем на заданную величину, т. е. будет выполняться условие $|\nabla I_{\text{ТЭС}}| \leq \varepsilon$.

В этом алгоритме связь между краткосрочными и длительными режимами осуществляется через среднесуточные (среднеинтервальные) характеристики станций. Если в системе имеется несколько гидростанций, то принципиальная структура алгоритма сохраняется, но, так как число переменных и число уравнений ограничений растут пропорционально числу станций, задача во много раз усложняется.

9.7. Особенности оптимизации режимов каскада ГЭС

Для отечественной гидроэнергетики характерно каскадное использование ресурсов рек. В нашей стране уже эксплуатируются уникальные каскады ГЭС, построенные на Волге, Енисее, Ангаре и других реках. Оптимизация длительного режима каскада ГЭС является типичной задачей, решаемой в объединениях или отдельных энергосистемах. Остановимся на некоторых ее особенностях.

При оптимизации режимов водохранилища ГЭС каскада необходимо учитывать гидравлические связи – связи по расходу. В каскад могут входить ГЭС с различной степенью регулирования, что определяет количественные и качественные возможности гидравлических связей. Только в том случае, когда все ГЭС каскада имеют водохранилища многолетнего регулирования, гидравлические связи выражены слабо, поскольку каждая ГЭС может вести регулирование в значительной степени независимо. Чем меньший объем водохранилищ ГЭС каскада, тем сильнее они связаны, т. е. расходы нижележащих ГЭС зависят от расходов вышележащих ГЭС.

Гидравлические связи в каскаде

Они имеют асинхронность, так как время добегаания волны расходов от одной ГЭС до другой в реальных условиях составляет несколько суток. Время добегаания зависит от большого комплекса причин: положения уровня водохранилища, величины приточности к водохранилищу, скорости и направления ветра, состояния водной поверхности (открытое или закрытое) и др. Все перечисленные причины влияют на скорость воды, а следовательно, и на скорость добегаания волны расходов. На Новосибирской ГЭС волна расходов проходит расстояние, равное 200 км, в различное время от двух часов до трех суток.

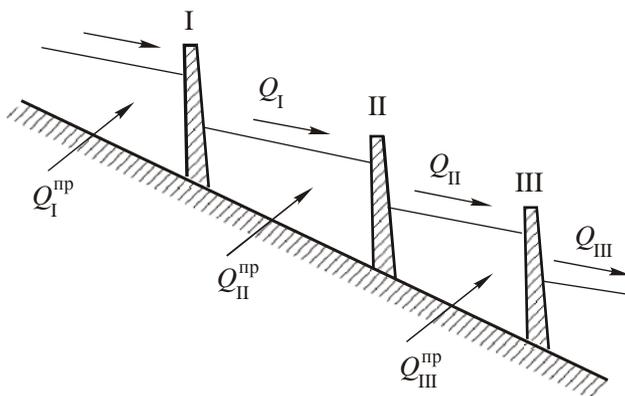


Рис. 9.2. Схема каскада ГЭС

Составим уравнения гидравлической связи для примера каскада из трех ГЭС. В каждом расчетном интервале времени можно составить уравнения гидравлической связи между вышележащей ГЭС и ГЭС, расположенной ниже. В нашем случае это уравнения связи между ГЭС I и II, II и III (рис. 9.2). Введем обозначения:

Q^{δ} – бытовая приточность к створу верхней ГЭС;

Q_I^{δ} , Q_{II}^{δ} , Q_{III}^{δ} – приточность в водохранилище каждой из ГЭС.

Расходы приточности определяются без потерь воды в водохранилище.

Уравнения гидравлической связи учитывают время добегаания расходов воды от вышележащей к следующей нижележащей ГЭС. Тот расход, который в момент t' приходит к ГЭС II, будет зависеть от расхода станции I в момент $t = t' - t_{\text{доб,II}}$, где $t_{\text{доб,II}}$ время добегаания вол-

ны расхода до ГЭС II. Для ГЭС III будет также сдвиг по времени и $t'' = t' - t_{\text{доб,III}}$. Расходы каждой ГЭС с учетом связей во времени будут:

$$Q_{I,t} = Q_I^{\delta} + Q_{I,t}^{\text{пп}} + Q_{I,t}^{\text{в}}; \quad (9.36)$$

$$Q_{II,t'} = Q_{II,t} + Q_{II,t'}^{\text{пп}} + Q_{II,t'}^{\text{в}}; \quad (9.37)$$

$$Q_{III,t''} = Q_{III,t'} + Q_{III,t''}^{\text{пп}} + Q_{III,t''}^{\text{в}}. \quad (9.38)$$

При попарном решении уравнений получим уравнения гидравлической связи:

$$Q_{II,t'} = Q_I^{\delta} + \left(Q_{I,t}^{\text{пп}} + Q_{II,t'}^{\text{пп}} \right) + \left(Q_{I,t}^{\text{в}} + Q_{II,t'}^{\text{в}} \right); \quad (9.39)$$

$$Q_{III,t''} = Q_I^{\delta} + \left(Q_{I,t}^{\text{пп}} + Q_{II,t'}^{\text{пп}} + Q_{III,t''}^{\text{пп}} \right) + \left(Q_{I,t}^{\text{в}} + Q_{II,t'}^{\text{в}} + Q_{III,t''}^{\text{в}} \right). \quad (9.40)$$

Оптимизация каскада ГЭС

Гидростанции одного каскада могут входить в различные энергетические системы. Регулировать сток одной из ГЭС каскада исходя из интересов одной системы недопустимо. Максимальный эффект может быть получен только с учетом совместных требований всех энергосистем ко всем ГЭС каскада. На режим каскада в значительной степени влияют также водохозяйственные требования, которые задаются в виде ограничений на расходы в нижнем бьефе, на уровни верхнего и нижнего бьефов. Необходимо также подчеркнуть взаимосвязь всех станций каскада по напорам. Нижний бьеф вышележащей станции является верхним бьефом нижележащей, и это связывает их напоры. Все это ставит рассматриваемую задачу в число сложнейших в инженерном, алгоритмическом и вычислительных смыслах. Такая задача в отечественной энергетике успешно решена.

Математическая модель задачи оптимизации длительных режимов каскада ГЭС. Размерность задачи повышается по сравнению с одиночной ГЭС пропорционально числу станций каскада. Состав

уравнений математической модели сохраняется для каскада. Если каскад включает $j = 1, 2, \dots, J$, то вектор независимых переменных включает величины объемов стока на каждом расчетном интервале времени для каждой ГЭС за исключением балансирующего интервала:

$$Y(W_{В,1,1}, \dots, W_{В,1,n-1}, W_{В,2,1}, \dots, W_{В,2,n-1}, \dots, W_{В,J,1}, \dots, W_{В,J,n}),$$

где $W_{В,1,1}$ – регулируемый сток водохранилища в первом, втором и далее интервалах первой ГЭС. Аналогичное содержание имеют другие параметры. Номер расчетного интервала времени $t = 1, 2, \dots, n$, номер ГЭС каскада $j = 1, 2, \dots, J$. Математическая модель включает следующие уравнения.

1. Уравнение цели

$$И_{ГЭС} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^n И_{ГЭС,k,t} \Rightarrow \min. \quad (9.41)$$

2. Уравнения связи:

а) балансовые уравнения мощности для каждого расчетного интервала времени (всего n уравнений)

$$P_t = \sum_{k=1}^K P_{ГЭС,k,t} + \sum_{j=1}^J P_{ГЭС,y,t}; \quad (9.42)$$

б) балансовые уравнения стока для каждой ГЭС за весь период оптимизации (всего J уравнений)

$$\sum_{t=1}^n W_{Н.б,j,t} = \sum_{t=1}^n W_{ГЭС,y,t}; \quad (9.43)$$

в) уравнения гидравлической связи для попарно связанных ГЭС для всех расчетных интервалов времени $(J - 1)n$ уравнений;

г) среднеинтервальные характеристики каждой теплоэлектростанции $И_{ГЭС,k,t}$ ($P_{ГЭС,k,t}$);

д) среднеинтервальные характеристики каждой гидроэлектростанции $Q_{ГЭС,j,t}$ ($P_{ГЭС,j,t}$);

е) гидравлические характеристики верхнего и нижнего бьефов ГЭС. Для верхнего бьефа используется характеристика объемов водохранилища с учетом динамической емкости вида $Z_{в,б,j}(V_j, Q_{ГЭС,j})$. Для нижнего бьефа используются кривые всязи горизонтов и расходов с учетом подпора от нижележащих ГЭС вида $Z_{н,б,j}(Q_{н,б,j}, Z_{в,б,j-1})$.

3. Уравнения ограничений:

- а) по мощностям ТЭС;
- б) по мощностям ГЭС;
- в) по уровням бьефов всех ГЭС.

4. Уравнение оптимизации использует определенные методы оптимизации, о которых уже говорилось выше.

В рассматриваемой задаче определяются мощности каждой из ГЭС и ТЭС на всех интервалах времени и величина стока каждой ГЭС в балансирующем интервале, следовательно, число неизвестных в этой задаче будет $n(J + k) + J$. Отсюда видно, что рассматриваемая задача имеет высокую размерность, относится к классу задач нелинейного программирования и алгоритм ее расчетов достаточно сложный. Его можно существенно упростить, если использовать при оптимизации критерий максимальной выработки электроэнергии каскада.

9.8. Схема расчетов по рациональному использованию гидроэнергетических ресурсов

Приведем пример для комплекса гидростанций Сибири, который является уникальным по своим энергетическим возможностям. В настоящее время активно разрабатываются модели и методы использования ГЭС на оптовом рынке и в регионе ОЭС Сибири. Работы, выполненные ранее, и широкий опыт их применения при централизованном управлении энергетикой отличались высоким научным и инженерным уровнем. Их основа может использоваться и в настоящей ситуации, но требуется определенное развитие методов и алгоритмов. Некоторые вопросы излагаются в данной работе.

- Первый – выбор критерия оптимизации. Известно, что наиболее общим критерием является минимум затрат по системе, в которой используется энергия ГЭС. Ранее показано, что при различных критериях выработка электроэнергии меняется примерно на 5 %.

- Второй – имеющиеся водные ресурсы. Ресурсы водохранилища определены. Следовательно, какую использовать приточность при определении выработки электроэнергии?

- Третий – ограничения по использованию ГЭС. Ограничения водохозяйственного назначения для ГЭС регламентированы Правилами. Ограничения технического содержания определены заранее для системы и ГЭС. Остаются еще ограничения по полноте использования энергии ГЭС на рынке. Поскольку энергия ГЭС – это самая дешевая энергия, будем исходить из положения, что вся возможная энергия ГЭС используется. Это отвечает интересам потребителей, энергосистемы и общества.

- Четвертый – оценка рисков принимаемых решений.

Выбор критерия оптимизации. Критерием оптимизации являлись ранее издержки на топливо или полные издержки всей энергосистемы. При использовании такого критерия для всех тепловых станций и сетевых предприятий необходимо их знать с годовой заблаговременностью. С годовой заблаговременностью они не могут быть получены. Можно лишь предполагать объем товара и цену. Погрешности при этом велики и, следовательно, требуется другой критерий оптимизации режима использования водных ресурсов ГЭС.

Наиболее реально использовать в качестве критерия выработку электроэнергии $\sum \mathcal{E}_{ГЭС}$ за весь цикл водно-энергетического регулирования. Тогда оптимальным будет такой режим, при котором $\sum \mathcal{E}_{ГЭС} \rightarrow \max$. При использовании этого критерия требуется только стационарная техническая информация, которой станции всегда располагают. Критерий – упрощенный и не учитывает экономическую (главным образом топливную) эффективность использования ГЭС в системе. Известно, что при этом топливные издержки тепловых станций могут увеличиться на 1...5 %. Большим достоинством этого критерия является возможность построить рациональную схему уточнения выработки электроэнергии ГЭС по мере изменения исходной информации или требований водохозяйственных потребителей.

Выбор расчетного гидрографа. С годовой заблаговременностью можно использовать только модель гидрографа, имеющего определенную годовую обеспеченность стока реки. Имеются различные предложения об использовании модели с обеспеченностью 50, 75, 95 %. Эти

предложения не обоснованы ни математически, ни каким-то другим способом. В любом случае нельзя получить достоверный план.

Модель нужна только для расчета стартовой схемы использования водных ресурсов. Без принципов ее уточнения она ничего не дает. Только при наличии специальной схемы корректировки можно планировать выработку электроэнергии ГЭС, и при этом конечные результаты непременно будут отличаться от стартовых условий. Сток рек имеет вероятностную природу, и невозможно его угадать с годовой заблаговременностью.

В ОЭС Сибири накоплены богатейшие данные об использовании сибирских ГЭС. Они получены при непрерывной корректировке первоначальных планов. План от факта может отличаться на 20 %, и это при использовании оптимизационных программ расчета.

Анализ реальных данных позволяет сделать следующие выводы.

- Реальная выработка электроэнергии при непрерывной корректировке может отличаться от плановой на 20...50 %.
- Предугадать обеспеченность расчетного гидрографа невозможно. Отличие в обеспеченности составляет 5...20 %.
- Погрешности планирования выработки электроэнергии зависят от степени зарегулированности стока. Наименьшие величины для станций с многолетним регулированием стока, наибольшие – для станций с сезонным регулированием.

Эти данные говорят о том, что при первоначальных расчетах может быть принята модель с любой обеспеченностью и любым внутригодовым распределением стока, полученная на основе обработки данных по режиму стока рек. По нашему мнению, целесообразно брать модель с обеспеченностью стока 50 %. Тогда поле корректировки распространяется и на положительную, и на отрицательную зону.

Схема расчетов. Большое значение имеет схема расчетов. Она включает стартовый расчет и его корректировку при поступлении прогнозов.

Стартовый расчет осуществляется по одной или нескольким моделям гидрографа с принятой обеспеченностью речного стока (допустим, 50 %) и различным внутригодовым распределением стока. Это позволяет получить первоначальный план выработки электроэнергии. Первоначальный план непрерывно корректируется.

На рис. 9.3 показан график расчетных периодов. При наличии прогноза рассчитывается новый режим от фактически достигнутой отмет-

ки водохранилища. На остальной период берется диспетчерская кривая по предварительно рассчитанному графику сработки и заполнения водохранилища.

Ошибка!

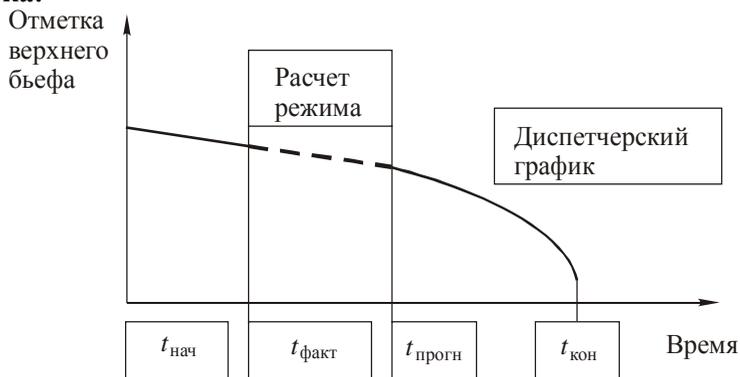


Рис. 9.3. Иллюстрация к непрерывной корректировке выработки электроэнергии ГЭС

Принципы корректировки режима при изменении первоначальной информации стартового режима. Режим водохранилища, рассчитанный для сезона или года, является прогнозом, причем его погрешности могут быть достаточно большими и составлять 5...25 %. Поэтому все результаты расчетов необходимо уточнять при поступлении прогнозной информации. Особенно это важно при коммерческих отношениях. Долгосрочные контракты по существу являются не больше, чем ориентировочными значениями о продаже электроэнергии, и только тогда контракты могут быть полезными, если в них предусматривается возможность корректировки поставок электроэнергии в определенном диапазоне.

Имеются следующие принципы корректировки:

- экспертный;
- периодические расчеты режима по уточненной информации;
- использование диспетчерских графиков сработки и заполнения водохранилища.

Целесообразно их использовать в совокупности по специальной схеме корректировки режимов (рис. 9.4) при использовании базовых программ расчета режима и специально подготовленной информации об управляющих функциях диспетчерских графиков.



Рис. 9.4. Схема расчетов по оптимизации использования ГЭС

Результатом оптимизации длительных режимов ГЭС, т. е. оптимизации использования водных ресурсов для всего цикла водно-энергетического регулирования, являются интегральные ограничения по выработке электроэнергии ГЭС. Интегральные ограничения соответствуют тому периоду, который был равен интервалу дискретности расчетов. В межень – это месяц, в паводок от суток и до декады и месяца. Для составления энергетических балансов системы интегральные ограничения должны быть распределены по внутривременным интервалам (часу, суткам...).

Если баланс системы составлен с фиксированными объемами покупки и продажи электроэнергии ТЭС и все ТЭС не привлекаются к регулированию мощности, то задача оптимизации рассматривается как оптимизация режима гидравлической системы, содержащей только ГЭС, и критерием является регулирование их мощности по условию получения максимальной выработки электроэнергии.

В большинстве случаев задаются интегральные ограничения выработки электроэнергии каждой ГЭС за период оптимизации, тогда критерием является минимизация отклонений от их суммарной величины, т. е.

$$\sum_j \mathcal{E}_{j\text{заданная}} - \sum_j \mathcal{E}_{j\text{фактическая}} = \min, \quad (9.44)$$

где j – номер ГЭС, участвующих в регулировании.

Решить такую задачу можно по специальной модели оптимизации режима. Энергия ГЭС может использоваться по принципу максимального соблюдения интегральных ограничений по выработке их электроэнергии, тогда регулирующие функции в системе возлагаются в соответствии с ранжированным рядом всех имеющихся.

Риск оценки коммерческих результатов от изменения выработки электроэнергии ГЭС. Выработка электроэнергии ГЭС зависит от речного стока и ее водохранилища. Гидроэнергетические ресурсы станции приближенно оцениваются как $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{прит}} + \mathcal{E}_{\text{вод}}$. Величина $\mathcal{E}_{\text{прит}}$ зависит от бытового притока воды по реке. Бытовой сток обладает изменчивостью и неповторяемостью. Нельзя однозначно оценить его величину по прошлым наблюдениям, и это вызывает большие проблемы при оценке возможностей ГЭС. Обычно принимают какие-то модельные условия, причем заранее известно, что они не могут быть выполнены. При хозяйственной самостоятельности станции это не позволяет определить ее доход, прибыль, планировать использование агрегатов и пр. При этом анализируются различные условия работы ГЭС в региональной системе:

- по возможной выработке электроэнергии в годы различной водности;
- по возможной продаже излишков электроэнергии;
- по покупке дефицита электроэнергии от ГЭС в системе;
- по доходу и прибыли на ГЭС.

Все названные факторы – случайные и могут изменяться в два и более раза. Это вызывает риск принятия решения. Необходимо:

- выполнить расчеты по всем возможным вариантам;
- решить вопрос об условиях, которые будут приняты за базовые в оценке дохода и прибыли;
- решить вопрос об источниках дополнительных затрат при работе с условиями, отличными от базовых;

- выявить технические задачи при работе ГЭС в различных условиях по водности;
- оценить риск в рублях для принятия решения;
- определить организационные предложения по решению задачи, кто и каким образом принимает решение.

Все это показывает, что важность гидроэнергетических расчетов в рыночных условиях России чрезвычайно возросла.

Без выполнения оптимизационных расчетов невозможно рационально использовать гидроэнергию станций на электроэнергетическом рынке России.

Заключение по главе 9

Приведенное выше наглядно демонстрирует инженерную и математическую сложность задачи оптимизации водных ресурсов водохранилищ ГЭС. Большую экономическую эффективность, чем эта задача, не может дать ни одна из режимных задач. В этом плане ее трудно переоценить. Вместе с тем хозяйственная самостоятельность энергосистем и их обособленность при решении собственных задач особенно отрицательно влияют на эффективность этой задачи. Пока еще не в полной мере сложились принципы ее решения в рыночных условиях. Бесспорно, что имеющиеся математические модели и алгоритмы не изменятся. Материал, приведенный в данной главе, позволяет изучить основы решения задачи оптимизации режима водохранилища ГЭС.

Вопросы для самопроверки

1. *Какие задачи решаются для долгосрочных периодов от года и больше?*
2. *Почему задачи использования ГЭС решаются при долгосрочной оптимизации?*
3. *Как связаны задачи долгосрочной и краткосрочной оптимизации в гидротепловых системах?*

-
4. *Как меняется роль и функции ГЭС с годовым регулированием стока в годовых балансах системы?*
 5. *В чем особенность оптимизации каскадов ГЭС?*
 6. *Запишите уравнения математической модели оптимизации режима одиночной ГЭС с годовым регулированием стока.*
 7. *Как осуществляется корректировка режима ГЭС при уточнении информации по стоку?*
 8. *Какова эффективность долгосрочной оптимизации режима ГЭС?*

Заключение по разделу 2

В данном разделе рассмотрены методы оптимизации и модели основных задач управления режимами ЭЭС.

Формальные методы оптимизации даются в том объеме, который необходим для алгоритмизации задач управления режимами ЭЭС. Рассмотренные методы много лет используются в энергетике для указанных задач. В специальной литературе дается их детальное применение для разработки алгоритмов и вычислительных схем самых разнообразных задач. Имеется определенная практика использования и других методов, но объем книги не позволил привести все методы, применяемые для оптимизации. Изучив тот материал, который дан в книге, читатель сможет освоить и другие методы.

Задач оптимизации очень много, и они достаточно сложны. Приведенные в учебнике три задачи даны с большими упрощениями, и алгоритмы их практического решения значительно сложнее, чем рассмотрено в книге. Однако авторы полагают, что, изучив основы решения прикладных задач, можно изучать и специальную литературу по практическим методам и алгоритмам в полном изложении.

Современный инженер не может решать задачи управления режимами системы без знания математического, инженерного и вычислительного аппарата.

РАЗДЕЛ 3

**НОВЫЕ ПУТИ
РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ
С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
РЫНКА**

- **Адресность расчетов режимов в схемах ЭЭС с хозяйственными объектами**
- **Расчет режимов ЭЭС с использованием схемы ЭЭС с электрическим эквивалентом ее энергетических и стоимостных параметров**
- **Модели и методы прогнозирования электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС**

ГЛАВА 10

АДРЕСНОСТЬ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ В СХЕМАХ ЭЭС С ХОЗЯЙСТВЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ

Проблема адресной оценки.≈ Модели и методы адресного разделения потоков и потерь мощности.≈ Пример разделения потоков и потерь мощности.≈ Количественные показатели адресных расчетов потоков и потерь мощности в системе.≈ Типовые задачи адресного распределения потерь мощности на примере сетевого предприятия.≈ Эквивалентирование сети с использованием эквивалентных характеристик потерь мощности.≈ Развитие методов расчета режимов системы для реализации адресного принципа.≈ Задача адресной оценки мощности при использовании хозяйственно-технологической модели системы.≈ Задача расчета узловых цен мощностей станций и нагрузок ЭЭС на часовых интервалах в течение суток

Проблема адресной оценки стоимости параметров режима возникла в связи с организацией электроэнергетического рынка России [10, 11, 12]. Для решения ряда задач в энергетике необходимо выделять каждую индивидуальную траекторию от поставщика энергии к потребителю и разделить общий поток на отдельные части. Потоки и потери мощности определяются при расчете нормального режима электрической системы. И требуется определенная методика для получения адресных оценок. При этом необходимо получить:

- долю мощности, передаваемой от каждой станции к каждому узлу нагрузки;
- долю потерь мощности, относимых на каждый узел генерации;
- долю потерь мощности, относимую на каждый узел нагрузки;

- стоимости потоков и потерь мощности по узлам генерации и нагрузки.

Такие расчеты позволяют решать коммерческие задачи купли-продажи и определять стоимости продажи и покупки мощности для электроэнергетического рынка.

Реализация адресного принципа связана с изменением системы тарифов, и при этом возникают многие проблемы. Первая – изменение системы учета. Требуется использовать СКУ (система коммерческого учета), которая может дать надежную информацию о величине электроэнергии и мощности каждого узла. Сейчас эти системы внедряются, но их мало. Вторая – изменение системы тарифов. При адресных оценках потребители регионального рынка будут иметь различные тарифы. И это уже макроэкономическая проблема. На оптовом рынке потребуются выделять зоны с разными ценами на электроэнергию и мощность. Хотя и сейчас этот подход применяется, но методически он еще не проработан. Имеется и много других вопросов, которые частично будут рассматриваться далее в главе.

В целом можно сказать, что адресный принцип бесспорно правильный, но его практическое применение не проработано. Это новый путь взаимоотношений на электроэнергетическом рынке и новый принцип составления энергетических балансов.

10.1. Модели и методы адресного разделения потоков и потерь мощности

Допустимый нормальный режим

Расчет нормального режима электрической сети является классической задачей электроэнергетики. Адресный принцип реализуется на его основе. Задается обычная исходная информация для расчета установившегося режима:

- конфигурация и параметры электрической сети, соответствующие условиям рассматриваемой задачи;
- нагрузка $P_H + jQ_H$ во всех узлах расчетной схемы;
- активная мощность генераторов P_G ;
- располагаемый диапазон реактивной мощности генераторов $Q_{\min} \dots Q_{\max}$, определяемый составом работающего оборудования и его загрузкой по активной мощности;

- необходимые модули напряжений в генераторных узлах, определяемые графиком напряжений в системе;
- коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, входящих в расчетную схему, в общем случае комплексные.

В зависимости от расчетов могут потребоваться и дополнительные данные, например, допустимые пределы изменения напряжений в некоторых узлах и др. В результате расчета определяются модули и углы напряжений в узлах, потоки активной и реактивной мощности по линиям и трансформаторам, потери в каждом элементе и по системе в целом, генерация реактивной мощности в тех узлах, где заданы модули напряжения, и другая информация, если она необходима.

Важную роль играет информация, необходимая для адресных расчетов стоимости мощности и выработки электроэнергии каждого предприятия или объекта. Только при этом можно рассчитать стоимость мощности, получаемой от каждой станции, в узлах нагрузки и стоимость потерь мощности, относящихся к каждой станции и к каждой нагрузке.

Рассмотрим реализацию адресного принципа в задаче расчета нормального режима. Загрузка элементов электрической сети складывается из суммы перетоков к различным потребителям. При адресности надо определить все траектории мощностей и их стоимостей от генераторных к нагрузочным узлам. Это позволяет оценить стоимость суммарной мощности, поступающей к нагрузочным узлам. Для системообразующих сетей главное значение имеет разделение потерь электроэнергии между субъектами рынка. Решаются эти задачи и на основе расчета нормального режима *по матрице токов*, по которой определяется адресность мощностей и потерь.

Транзитные потоки и потери мощности

Суммарный переток вызывает потери мощности и энергии, которые могут быть определены аналитически или по показаниям счетчиков активной энергии. При анализе потерь электроэнергии необходимо найти долю потерь от транзита мощности по сети для разных потребителей. Эта величина определяется как разность потерь в сети при наличии и отсутствии заданной транзитной мощности. Такой подход, как будет показано, соответствует в действительности лишь частному случаю перетоков.

Рассмотрим общий случай расчета потерь от транзитных перетоков (рис. 10.1).

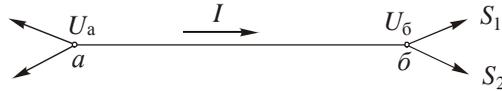


Рис. 10.1. Схема участка сети

Пусть по участку линии ab протекают мощности S_1 и S_2 , т. е. транзитные токи

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot U_b} = I_{1a} - jI_{1p}, \\ I_2 &= \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} \cdot U_b} = I_{2a} - jI_{2p}. \end{aligned} \right\} \quad (10.1)$$

Потери мощности

$$\Delta P = 3 \left((I_{1a} + I_{2a})^2 + (I_{1p} + I_{2p})^2 \right) r. \quad (10.2)$$

Если бы мощность осуществлялась отдельно для каждой нагрузки S_1 и S_2 , то величина потерь была бы

$$\Delta P' = 3I_1^2 r + 3I_2^2 r = \Delta P'_1 + \Delta P'_2. \quad (10.3)$$

Очевидно, что $\Delta P \neq \Delta P'$, т. е. использование линии для совместной передачи энергии разным потребителям приводит к взаимодействию их токов, в результате которого действительные потери мощности от передачи энергии в каждый узел нагрузки будут отличаться от (10.3).

Уравнение (10.2) перепишем в виде

$$\Delta P = 3 \operatorname{Re} \left(\Delta U_{a\bar{b}} \left(\overline{I_1} + \overline{I_2} \right) \right) = 3 \operatorname{Re} \Delta U_{a\bar{b}} \overline{I_1} + 3 \operatorname{Re} \Delta U_{a\bar{b}} \overline{I_2} = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (10.4)$$

где $\Delta U_{a\bar{b}}$ – падение напряжения на участке линии при совместном протекании токов I_1 и I_2 ; ΔP_1 , ΔP_2 – составляющие потерь активной мощности, вызванные протеканием транзитных токов I_1 и I_2 .

Преобразуя уравнение (10.4), получаем

$$\begin{aligned} \Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 3I_1^2 r \left(1 + \frac{I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_1^2} \right) + \\ + 3I_2^2 r \left(1 + \frac{I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_2^2} \right) = \alpha_1 \Delta P'_1 + \alpha_2 \Delta P'_2, \end{aligned} \quad (10.5)$$

где α_1 , α_2 – коэффициенты изменения потерь соответственно для первого и второго токов нагрузки при их совместном протекании по линии.

Из (10.5) следует, что составляющие потерь от протекания транзитных токов отличаются от потерь, вызванных каждым током в отдельности, в α_i раз. Величина α_i зависит от величины, направления и фаз совместно протекающих токов. Исследовать влияние отдельных компонентов можно по соотношению

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{I_1^2 + I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_2^2 + I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}} \frac{I_2^2}{I_1^2}. \quad (10.6)$$

При передаче активных нагрузок $I_1 = I_{1a}$, $I_2 = I_{2a}$ имеем

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{I_2}{I_1},$$

т. е. коэффициенты изменения потерь обратно пропорциональны величинам токов нагрузок. Очевидно, что аналогичное соотношение получается и при передаче чисто реактивных нагрузок.

При этом прирост α_1 линейно зависит от I_2 :

$$\alpha_1 = 1 + \frac{I_2}{I_1}, \quad (10.7)$$

а коэффициент α_2 изменяется гиперболически, т. е. тем больше, чем меньше значения тока транзита I_2 .

Для транзита противоположного направления составляющая потерь ΔP_2 отрицательная. Это означает, что ток такого транзита не до-

бавляет, а снижает общие потери мощности на участке линии. При этом снижение общих потерь происходит не только за счет составляющей ΔP_2 но и за счет уменьшения составляющей ΔP_1 от протекания тока неизменной нагрузки.

Если по линии протекает n транзитных токов, то потери в ней определяются в виде суммы составляющих от транзитных перетоков:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{i=n} \alpha_i I_i^2 r. \quad (10.8)$$

Коэффициент изменения потерь для произвольного (i -го) тока

$$\alpha_i = 1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (I_{ia} I_{ja} + I_{ip} I_{jp}) / I_i^2. \quad (10.9)$$

Рассмотрим методику разделения потоков и потерь в сети произвольной конфигурации, имеющей p ветвей и n независимых узлов. Обе эти задачи основаны на преобразовании матрицы токораспределения.

В сетях произвольной конфигурации матрица токораспределения задающих токов нагрузок по ветвям имеет вид

$$T = Y_B M_t Y^{-1} J_d, \quad (10.10)$$

где Y_B – столбцовая матрица проводимостей ветвей; M_t – транспонированная матрица матрицы соединений по узлам; Y – матрица собственных и взаимных проводимостей схемы сети; J_d – диагональная матрица задающих токов.

Матрица T – прямоугольная, порядка $p \times n$, каждая k -я строка ее показывает, какие доли задающих токов нагрузки формируют ток в ветви k , т. е.

$$I_k = c_{k1} J_1; c_{k2} J_2; c_{k3} J_3; \dots; c_{kn} J_n = J_{k1}; J_{k2}; J_{k3}; \dots; J_{kn}. \quad (10.11)$$

Если известны доли задающих токов по ветвям, т. е. транзитные токи, то можно по (10.9) найти коэффициенты изменения потоков и потерь для каждой доли тока нагрузки, протекающей по данной ветви, а по (10.11) определить потоки, потери мощности и составляющие по-

ть, вызванные транзитом токов нагрузок по этой ветви. Для этой цели составляется матрица

$$[\alpha T^2] = \begin{bmatrix} \alpha_{11} J_{11}^2 & \alpha_{12} J_{12}^2 & \dots & \alpha_{1n} J_{1n}^2 \\ \alpha_{21} J_{21}^2 & \alpha_{22} J_{22}^2 & \dots & \alpha_{2n} J_{2n}^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{p1} J_{p1}^2 & \alpha_{p2} J_{p2}^2 & \dots & \alpha_{pn} J_{pn}^2 \end{bmatrix}. \quad (10.12)$$

Элементы матрицы $[\alpha T^2]$ могут быть также найдены по выражению

$$\alpha_{ki} J_{ki}^2 = I_{ki}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (J_{kia} J_{kja} + J_{kip} J_{kip}). \quad (10.13)$$

Используя матрицу $[\alpha T^2]$, найдем матрицу составляющих потоков и потерь мощности в ветвях схемы сети от транзита по ним токов нагрузок:

$$S = U_{\text{д}} [\alpha T], \quad \Delta P_{\text{в}} = r_{\text{д}} [\alpha T^2], \quad (10.14)$$

где $r_{\text{д}}$ – диагональная матрица сопротивлений схемы сети.

Матрица суммарных потерь по ветвям схемы сети имеет вид

$$\Delta P_{\text{в}\Sigma} = \Delta P_{\text{в}} n, \quad (10.15)$$

а матрица суммарных потерь в ветвях схемы сети, отнесенных на долю каждого задающего тока нагрузки,

$$\Delta P_{\text{тр}\Sigma} = \Delta P_{\text{в}t} m, \quad (10.16)$$

где t – знак транспортирования; m – столбцовая единичная матрица.

Таким образом, разделение потоков и потерь мощности в ветвях схемы сети между нагрузками узлов может быть проведено на основе полученных выражений.

Расчеты разделения потерь легко выполнить по результатам плановых заданий режимов и перетоков мощностей объединенных энергосистем, где системообразующая сеть осуществляет транзит мощности на большие расстояния и потерянная энергия должна быть правильно распределена между объединениями.

Алгоритм разделения потоков и потерь предусматривает использование для определения коэффициентов, учитывающих участие каждого узла в токе каждой ветви, результатов предшествующего расчета установившегося режима, когда известны как задающие токи узлов, так и токи всех ветвей. При этом учитывается влияние задающих токов только тех узлов, через которые проходит путь протекания части токов, от величины тока рассматриваемой ветви. Отсюда матрица коэффициентов участия, имеющая число сторон, равное числу ветвей электрической схемы, а число столбцов, равное числу ее узлов, содержит нулевые элементы в данной строке (для данной ветви) для столбцов, соответствующих узлам, через которые не протекают составляющие тока указанной ветви.

Расчет выполняется отдельно для определения вещественной и мнимой составляющих коэффициента участия. Алгоритм расчета состоит из двух частей. В первой части рассчитываются только коэффициенты для каждой ветви относительно суммы задающего тока узла и оттекающих от него токов. Следовательно, результатом выполнения этой части алгоритма является заполнение матрицы искомых коэффициентов (отдельно вещественных и мнимых составляющих) для числа ее элементов, равного числу ветвей. Заполняется последовательно элемент на пересечении строки, соответствующей рассматриваемой ветви, и столбца, соответствующего узлу, к которому притекает ток этой ветви.

$$\alpha_{k,m} = I_k / \left(J_m + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (J_H) \right), \quad (10.17)$$

где $\alpha_{k,m}$ – элемент матрицы коэффициентов участия в токе ветви k от задающего узла M ; I_k – ток ветви; J_m – задающий ток в узле m ; J_H – оттекающий ток ветви H от узла m .

Затем производится дорасчет недостающих коэффициентов участия, учитывающих влияние остальных, неучтенных в первой части узлов, через которые проходят составляющие тока рассматриваемой ветви. Так, если рассчитывается влияние узла m на ток ветви k , подтекающий к узлу H , коэффициент этого влияния определяется выражением

$$\alpha_{k,m} = \alpha_{k,H} \alpha_{P,m}, \quad (10.18)$$

где P – индекс ветви, по которой течет ток к узлу m от узла H .

В том случае, когда путь протекания части тока в данной ветви от рассматриваемого узла включает несколько ветвей, искомый коэффициент определяется перемножением коэффициентов этих ветвей. Особенностью расчета является поиск пути протекания тока к узлу, влияние которого при этом определяется направленным графом. При этом узлы, от которых только оттекают токи по всем примыкающим ветвям, в матрице $\alpha_{k,m}$ не учитываются. Соответствующие элементы указанной матрицы не учитываются и равны нулю. Это прежде всего относится к балансирующему узлу, а также к некоторым генерирующим узлам схемы. Полученная таким образом матрица коэффициентов используется для разделения потерь в электропередачах между потребителями.

Результатом выполнения расчетов являются матрицы коэффициентов участия задающих токов узлов в точках каждой ветви сети.

Оптимальный режим сети

Может рассчитываться допустимый или оптимальный режим сети. При комплексной оптимизации любые изменения потоков мощности

в сети влияют на узловые напряжения, а значит, изменение потоков активных мощностей повлияет на потоки реактивных и наоборот.

Для решения комплексной задачи применяются методы нелинейного программирования. Любая задача нелинейного математического программирования может быть записана в форме, показанной в главе 7. На ее основе приведем математическую модель.

Деление параметров режима Z на два подмножества X и Y понижает размерность задачи и, следовательно, облегчает вычислительный процесс.

Рассмотрим основные положения решения задачи комплексной оптимизации для энергосистемы.

1. Уравнение цели

$$St_{\Delta P_{\text{системы}}}(P_{Gi}, Q_{Gi}, P_{ij}, Q_{ij}) = St_{\Delta P_{\text{ст}}}(P_{Gi}, Q_{Gi}) + St_{\Delta P_{\text{сети}}}(P_{ij}, Q_{ij}). \quad (10.19)$$

Слагаемые в (10.19) можно представить в виде

$$St_{\Delta P_{\text{системы}}} = \sum_m st_m \cdot \Delta P_m(Z, D_m) + \sum_n \sum_{ij} st_n \cdot \Delta P_{nij}(Z, D_{nij}). \quad (10.20)$$

Приняты следующие обозначения: m, n, i, j – соответственно номера станций, сетевых предприятий и узлов; st_m, st_n – единичные стоимости мощностей, соответствующие критерию оптимизации; D_m и D_{nij} – вектор состояния объектов (состав включенного оборудования, состав и схема сети), Z – параметры режима, принятые при оптимизации.

Вектор параметров Z разделяется на вектор независимых переменных

$$Y(U_d, \delta_d, c_d) \quad (10.21)$$

и зависимых переменных

$$X(P_d, Q_d), \quad (10.22)$$

причем $d \in (m, n, i, j)$.

Тогда (10.19) можно записать так:

$$B[U_d, \delta_d, c_d, P_d(U_d, \delta_d), Q_d(U_d, \delta_d)] \Rightarrow \text{extrem}. \quad (10.23)$$

2. В качестве уравнения связи $Y(X)$ используются уравнения установившегося режима.

Чтобы найти зависимые переменные, требуется рассчитать установившийся режим. Режим должен быть допустимым и удовлетворять всем ограничениям. Это самостоятельная и трудоемкая сетевая задача.

В алгоритмах оптимизации режима активных и реактивных мощностей ее удельный вес наибольший.

3. Уравнения ограничений, которые задаются в виде неравенств:

$$P_{d \min} \leq P_d \leq P_{d \max} ; \quad (10.24)$$

$$Q_{d \min} \leq Q_d \leq Q_{d \max} ; \quad (10.25)$$

$$U_{d \min} \leq U_d \leq U_{d \max} ; \quad (10.26)$$

$$\delta_{d \min} \leq \delta_d \leq \delta_{d \max} ; \quad (10.27)$$

$$I_{d \min} \leq I_d \leq I_{d \max} . \quad (10.28)$$

Задаются также балансовые ограничения по активным и реактивным мощностям в виде системы уравнений установившегося режима (рис. 10.2).

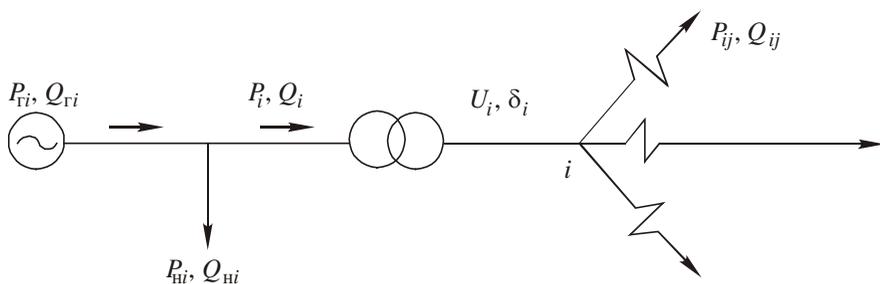


Рис. 10.2. Узел электрической системы

Для каждого узла баланс по мощности равен:

$$W_{P_{днб}} = P_{днб} = P_{Гd} - P_d - P_{нд} ; \quad (10.29)$$

$$W_{Q_{днб}} = Q_{днб} = Q_{Гd} - Q_d - Q_{нд} . \quad (10.30)$$

В уравнениях (10.29) и (10.30) $P_{днб}$, $Q_{днб}$ – функции небаланса по активной и реактивной мощностям.

Когда в стационарном режиме в узлах системы имеется баланс, то $W_{P_{днб}} = 0$, $W_{Q_{днб}} = 0$. Если в стационарном режиме изменить независимые переменные U_d , δ_d , то появится небаланс и $W_{P_{днб}} > 0$, $W_{Q_{днб}} > 0$. Изменяя $P_{гd}$, $Q_{гd}$, можно получать новый допустимый стационарный режим для новых значений U_d , δ_d .

4. Уравнения оптимального управления решаются с использованием различных методов (Ньютона второго порядка, неопределенных множителей Лагранжа, градиентного метода). Они позволяют от допустимого стационарного режима системы перейти к оптимальному режиму.

Далее реализуется алгоритм адресных оценок по матрице токораспределения.

10.2. Пример разделения потоков и потерь мощности

Для схемы, представленной на рис. 10.3, найдем составляющие потоков потерь, обусловленные каждой нагрузкой. На схеме указаны все необходимые параметры сети.

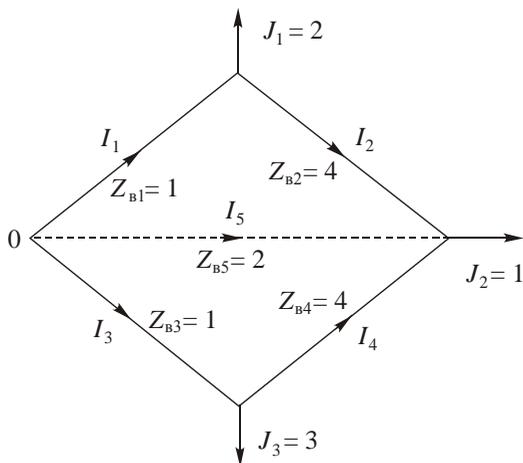


Рис. 10.3. Схема сети

Определяется матрица токораспределения:

$$T = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0.8444 & 0.2222 & 0.0444 \\ 0.2222 & 1.1111 & 0.2222 \\ 0.0444 & 0.2222 & 0.8444 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 2 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 1.689 & 0.222 & 0.133 \\ -0.311 & 0.222 & 0.133 \\ 0.089 & 0.222 & 2.533 \\ 0.089 & 0.222 & -0.467 \\ 0.222 & 0.556 & 0.333 \end{pmatrix}$$

Определяется матрица составляющих потоков:

$$U_d = \begin{pmatrix} 220 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 220 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 220 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 220 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 220 \end{pmatrix}$$

$$S = U_d [\alpha T] = \begin{pmatrix} 449.724 & 772.42 & 449.724 \\ 9.724 & 9.724 & 9.724 \\ 625.922 & 625.922 & 68.816 \\ -34.012 & -34.012 & -63.118 \\ 215.336 & 215.336 & 112.882 \end{pmatrix}$$

Определяется матрица составляющих потерь:

$$\Delta P_{\text{в}} = r_{\text{д}} [\alpha T^2] = \begin{pmatrix} 3.4528 & 0.4543 & 0.2725 & 0 \\ -0.0552 & 0.0394 & 0.0237 & 0 \\ 0.2529 & 0.6320 & 7.2057 & 0 \\ -0.0553 & -0.1383 & 0.2905 & 0 \\ 0.4938 & 1.2346 & 0.7406 & 0 \end{pmatrix}$$

Приведем на рисунке адресное разделение потерь (рис. 10.4). Матрица потерь в ветвях и матрица составляющих потерь, вызванных протеканием токов нагрузки (транзитных), будут равны:

$$\Delta P_{\text{в}\Sigma} = \begin{pmatrix} 4.1769 \\ 0.0079 \\ 8.0906 \\ 0.0969 \\ 2.4690 \end{pmatrix}$$

$$\Delta P_{\text{тр}\Sigma} = \begin{pmatrix} 4.0890 \\ 2.2221 \\ 8.5330 \end{pmatrix}$$

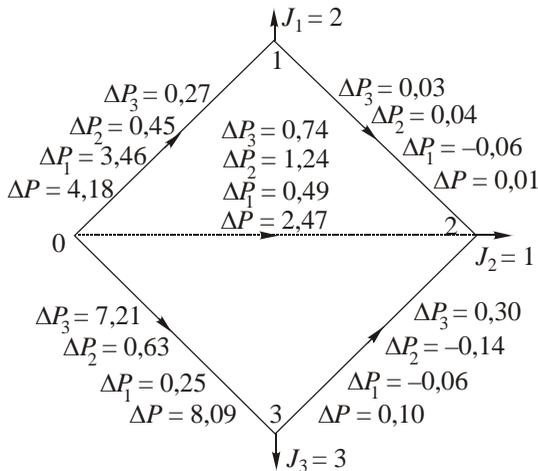


Рис. 10.4. Разделение потерь в схеме контрольного примера

Аналогично может быть получен и рисунок по адресному распределению потоков мощности.

10.3. Количественные показатели адресных расчетов потоков и потерь мощности в системе

В практике адресные расчеты должны быть обоснованы. Это требует получения количественных оценок. Получить их можно только в среднем для заданных условий, которые определяют ценовые взаимоотношения. При этом необходимо определить объекты адресных оценок, период их применения (месяц, сутки, год), знать их величины и оценить погрешности, а все это можно получить, только выполняя специальные расчеты (проводя вычислительный эксперимент).

Оценки зависят от состояния параметров электроэнергетической системы: стоимости потоков мощности, исходных характеристик, нагрузок станций; нагрузок системы и принципов ее распределения между станциями; параметров и стоимостных показателей сетевых предприятий, удаленности узлов адресных оценок от станций. Эти факторы являются исходной информацией для расчета нормального режима и влияют на эффективность задачи.

Средние оценки получаются при расчете нормального режима при среднем состоянии факторов. Учет случайных изменений требует специального вычислительного эксперимента с варьированием многих факторов. В этом случае расчеты проводятся по схеме с различными комбинациями изменяющихся факторов.

Методика вычислительного эксперимента

Приведем общую схему вычислительного эксперимента.

- Рассчитывается исходный режим, в котором все факторы задаются как среднее.
- Варьируется нагрузка системы в пределах, которые учитывают ее изменение за определенный период.
- Задаются нагрузки в узлах системы при распределении потоков и потерь мощности. Это фактор Φ_1 .
- Варьируются характеристики станций в определенных пределах, примерно $\pm 10\%$ от средней, что соответствует их изменению за характерные периоды года – фактор Φ_2 .

- Для каждой нагрузки системы осуществляется ее оптимальное распределение по различным критериям – фактор Φ_3 .

- По результатам расчетов получают обобщенные численные оценки, позволяющие сделать вывод об эффективности адресного принципа расчетов по характеристике затрат системы и стоимости мощности в узлах при варьировании величин факторов.

Влияние факторов на адресные оценки

Оценки зависят от схемы реальной системы. Однако в общем случае основное влияние оказывают:

- энергетические характеристики электростанций;
- нагрузка системы;
- критерий оптимизации режима системы;
- электрическая схема системы.

Приведем пример расчета из [11].

Таблица 10.1

Количественные оценки адресных расчетов режимов системы

Номер задачи	Оцениваемый фактор	Изменения, %
1	Влияние критерия оптимизации	До 20 %
2	Влияние изменчивости энергетических характеристик станций	-19...81 %
3	Влияние изменения нагрузки по системе и по ее узлам	-22...37 %
4	Влияние графика нагрузки на изменение потерь мощности	1...25 %

Эти цифры (табл. 10.1) показывают, что для адресных расчетов необходимо обосновывать выбор всех этих факторов. Если они задаются произвольно, то нельзя получить правильные оценки. Например, критерий минимума издержек на топливо даст совсем другой результат значения стоимости в узлах нагрузки по сравнению с расчетами по критерию минимума полных издержек или стоимости мощности. Характеристики электростанций влияют наибольшим образом, и если они недостоверны, то оценки будут неправильными. И какие-то потребители будут переплачивать за мощность и электроэнергию, а какие-то недоплачивать. На адресную оценку значительно влияет распределе-

ние нагрузки по узлам сети. Это требует разработки специальной методики. Потери необходимо распределять и по узлам генерации, и по узлам нагрузки. Все эти факторы учесть в стандартных алгоритмах расчета сети очень трудно.

Отрицать адресный принцип как главный принцип рыночных отношений нельзя, поэтому модели и методы расчета и оптимизации режимов системы требуют развития.

10.4. Типовые задачи адресного разделения потерь мощности и энергии

Особое значение имеет адресный принцип разделения потерь электроэнергии. Сейчас они разделяются равномерно, но потребители по-разному удалены от станций, различные транспортные пути и их электрические параметры (табл. 10.2).

Разделение потерь влияет на сетевые тарифы, на тарифы для потребителей, на взаимоотношения между сетевыми предприятиями. Поэтому оценивать их в среднем по системе в торгово-денежных отношениях нельзя. В сетевых тарифах оптового рынка уже они частично дифференцируются.

Таблица 10.2

Учет потерь электроэнергии при решении некоторых задач энергокомпании

№	Составляющая потерь	Задачи
1	Полные потери по ЭЭС	Учитываются при определении отпускных тарифов на электроэнергию
2	Потери электроэнергии отдельных сетевых предприятий	Влияют на сетевые тарифы и распределение прибыли ЭЭС при внутрифирменном хозрасчете
3	Потери от транзита электроэнергии	Влияют на отношения купли-продажи между энергосистемами, поставщиками, покупателями транзитной энергии, и сказываются на затратах на оказание услуг по транзиту
4	Потери от покупной электроэнергии	Учитываются в тарифах оптового рынка

Приведем типовые задачи адресного разделения потерь.

1. Адресное разделение потерь между узлами нагрузки и (или) генераторными узлами (рис. 10.5). Узлами нагрузки могут быть СП (сетевые предприятия), зоны и другие единицы. Частным случаем этой задачи является схема с одним узлом генерации в зоне электроснабжения или с одним узлом нагрузки.



Рис. 10.5. Схема задачи разделения потерь электроэнергии между генераторными узлами Г1, Г2, Г3, работающими на несколько узлов нагрузки

2. Разделение потерь между группой СП. Каждое сетевое предприятие представляется в виде концентрированного узла нагрузки и генерации (рис. 10.6), и определяются потери каждого предприятия и их доли от транзитной передачи энергии и от обменных мощностей между СП.

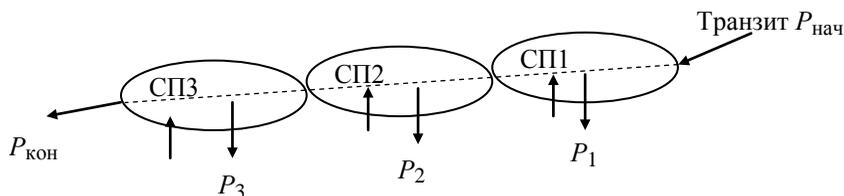


Рис. 10.6. Схема задачи разделения потерь электроэнергии между группой СП

3. Расчет тарифов на оказание услуги по транзитному транспорту электроэнергии и мощности в границах одного сетевого предприятия с частичным отбором мощности (рис. 10.7). Потери, которые входят в оказание услуги по транзиту, вызывают дополнительные потери в ЛЭП, не участвующих в транзитных потоках (эквивалентный узел сети с сопротивлением Z). Определяются также потери на покупную мощность (отбор мощности) и потери в собственных сетях.

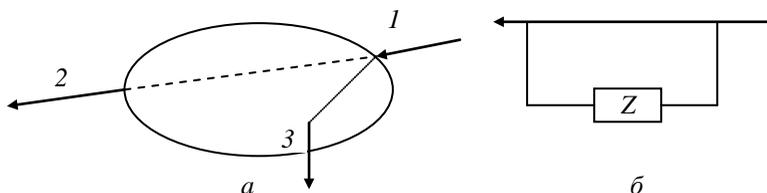


Рис. 10.7. Услуга сетевого предприятия по транзиту электроэнергии:

1, 2 – вне границ предприятия, 3 – в определенную точку в границах предприятия

4. Определение потерь в зонах одного сетевого предприятия, отличающихся схемой и параметрами по напряжению (рис. 10.8).

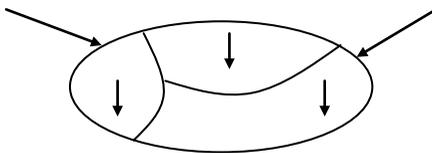


Рис. 10.8. Схема адресного разделения потерь в зонах электроснабжения одного СП

5. Разделение потерь на технические и коммерческие.

6. Разделение потерь по составляющим энергетического баланса.

Задачи 1 – 5 требуют проведения специальных сетевых расчетов.

Методика адресного распределения потерь

Основы методики включают 9 этапов (рис. 10.9). Дадим пояснения к некоторым этапам. Для расчетов требуется электрическая модель системы, в которой каждое сетевое предприятие или сетевая зона представляются эквивалентными параметрами. Параметры электрической схемы замещения должны быть связаны с потерями, на которые влияет множество сетевых параметров, а для этого необходимо разработать специальную методику эквивалентирования параметров схемы замещения. Каждая зона должна иметь свою характеристику потерь, что может быть получено при специальном вычислительном эксперименте и построении обобщенных регрессионных зависимостей. Без этого нельзя реализовать адресные расчеты.



Рис. 10.9. Схема расчетов при адресном разделении потоков и потерь мощности и электроэнергии

Адресный учет потерь электроэнергии

Наиболее грубо в настоящее время потери учитываются при составлении энергетических балансов. Имеются энергетические балансы различных видов: по региону, по энергоузлам, по зонам электроснабжения, по группам потребителей. Особенностью задач адресного учета является то, что рассматривается энергетическая, а не электрическая система, причем система имеет вид концентрированных узлов генерации и суммарной нагрузки, а электрическая сеть практически учитывается только величиной суммарных потерь электроэнергии и мощности, которые определяются ориентировочно.

Пути адресного разделения потерь в энергетических балансах. Предлагаемая методика решения данной задачи показана на рис. 10.10.

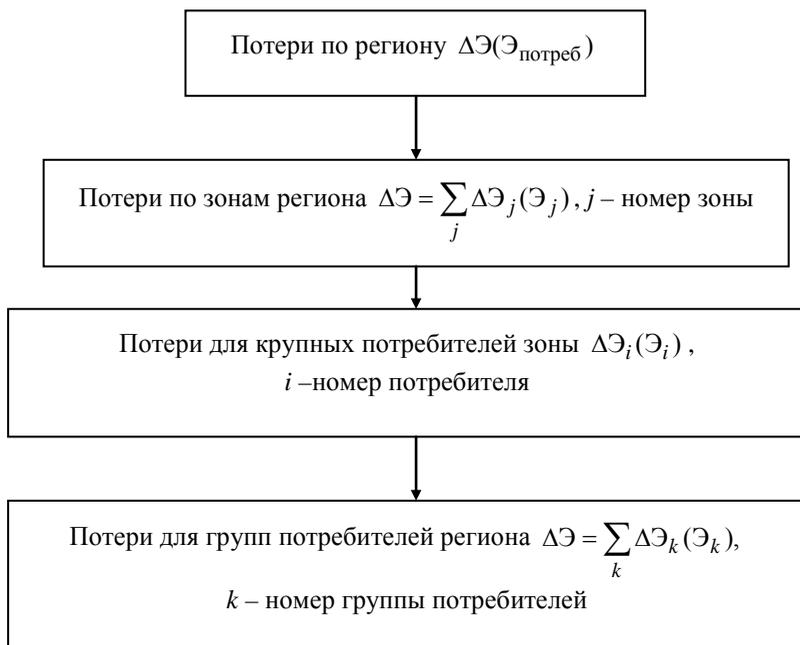


Рис. 10.10. Схема распределения потерь при составлении энергетических балансов различного вида

Рассмотрим балансовые задачи.

Структура баланса электроэнергетики по региону (баланс 1). Как распределить потери по категориям энергетического баланса мощности и энергии системы? Забегая вперед, можно отметить, что в этой задаче вопрос о потерях сейчас решается достаточно произвольно. Вместе с тем они уже составляют более 10 % электропотребления.

Традиционно балансы составляются по регионам. Структура баланса электроэнергетики в регионе имеет несколько уровней.

Баланс электроэнергетики в целом имеет следующий вид.

- Приходная часть
 1. Выработка электроэнергии станциями.
 2. Покупная электроэнергия.
- Расходная часть баланса в целом.

3. Электропотребление в регионе.
4. Проданная электроэнергия.
5. Потери энергии.

Как следует из структуры баланса, потери в сетях учитываются в целом без их разделения между составляющими баланса. При этом сразу нарушается условие адресности. Схема задачи показана на рис. 10.11. В схеме отсутствует покупатель, и поэтому она в основном применяется как первый этап планирования деятельности. Определяются избытки мощности и энергии, их дефицит, возможности различных станций и требования к ним. Для того чтобы знать потери по региону, необходимо иметь эквивалентную схему замещения объекта и модель расчета технических и коммерческих потерь. Коммерческие потери определяются по статистике или экспертно. Одним из наиболее возможных путей расчета технических потерь является модель регрессионного вида. Уравнение регрессии можно построить на основе серии расчетов нормального режима всей сети. Возникает задача электрического моделирования региона, зоны энергоснабжения.

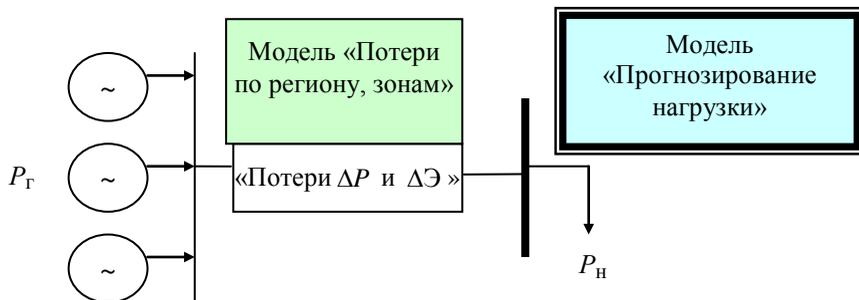


Рис. 10.11. Схема баланса мощности по региону:

ΔP – потери мощности, $\Delta Э$ – потери электроэнергии

Модель «Потери по региону ...» – это электрическая система, параметры которой получены при вариантных расчетах нормального режима электрической схемы региона с концентрированными узлами, и на их основе построена регрессионная характеристика «Потери $\Delta P(P)$ и $\Delta Э(Э)$ ».

Структура баланса по зонам электроснабжения (баланс 2). Второй вид баланса является декомпозицией первого. Зонами электроснабжения могут быть СП, отдельные территории, отдельные круп-

ные потребители. В этом балансе узлы потребления также представляются в концентрированном виде и имеется возможность составления эквивалентной электрической схемы. В существующей практике адресность распределения потерь соблюдается схематично. В ряде случаев потери распределяются пропорционально пропуску электроэнергии через зоны. В литературе имеются рекомендации об учете класса напряжения. Но достаточно обоснованных рекомендаций о разделении потерь нет. Вместе с тем и здесь при электрическом эквивалентировании объекта и проведении специального эксперимента можно построить регрессионные характеристики потерь по зонам. Это позволяет выполнить расчеты по адресному распределению потерь.

Структура баланса по группам потребителей (баланс 3). Самостоятельным уровнем декомпозиции первого баланса является его структура по отраслям потребления энергии, что часто связано с тарифными группами. Потери влияют на величину тарифа. Схеме решения задачи соответствует рис. 10.11. Создать электрический аналог потребления по группам потребителей очень трудно. Крупные потребители могут быть представлены в схеме электрических соединений для зоны. В этом случае адресность потерь можно выявить. Но в общем случае этого сделать нельзя. Поэтому, скорее всего, потери можно распределить пропорционально электропотреблению. Это открывает возможность разработки специальной модели регрессионного вида.

Упрощенно можно распределять потери по показателям τ_{\max} — времени максимальных потерь. Предлагается следующий порядок расчетов. Допустим, имеется три группы потребителей. Тогда потери энергии по всей системе равны:

$$\Delta P_1 \tau_1 + \Delta P_2 \tau_2 + \Delta P_3 \tau_3 = \Delta P \tau, \quad (10.31)$$

где

$$\Delta P = \frac{P_i^2}{U^2} R. \quad (10.32)$$

Реактивная мощность в выражении (10.32) в данном случае не учитывается, потому что в энергетических балансах она не была задана.

Для каждого потребителя в группе из баланса мощности известна его максимальная нагрузка P_i . Поскольку схема электрических соединений в этой задаче не учитывается, можно считать, что напряжение и активное сопротивление для всех зон одинаковы. Преобразуем (10.31) с использованием (10.32):

$$\frac{R}{U^2} \left(P_1^2 \tau_1 + P_2^2 \tau_2 + P_3^2 \tau_3 \right) = P^2 \tau \frac{R}{U^2}. \quad (10.33)$$

В этом выражении τ_{\max} можно заменить на T_{\max} – число часов использования максимальной мощности. Для потребителей различных технологических групп значения T_{\max} и связь величин T_{\max} и τ_{\max} даются в литературе. Причем их связь близка к линейной. Тогда можно записать:

$$\tau = k T_{\max}. \quad (10.34)$$

$$\begin{aligned} P_1^2 \frac{R_1}{U_1^2} k_1 T_{\max_1} &= \Delta \mathcal{E}_1, \\ P_2^2 \frac{R_2}{U_2^2} k_2 T_{\max_2} &= \Delta \mathcal{E}_2, \\ P_3^2 \frac{R_3}{U_3^2} k_3 T_{\max_3} &= \Delta \mathcal{E}_3 \\ \hline &\Delta \mathcal{E} \end{aligned} \quad (10.35)$$

Однако, поскольку метод τ_{\max} приближенный (погрешность составляет около 10...20%), $\Delta \mathcal{E} \neq \sum \Delta \mathcal{E}_i$. Следовательно, имеется небаланс, удельная величина которого равна $d = \frac{\Delta \mathcal{E} - \sum \Delta \mathcal{E}_i}{\Delta \mathcal{E}}$. Тогда потери энергии на каждую группу равны:

$$\Delta \mathcal{E}_i^* = \Delta \mathcal{E}_i + d \Delta \mathcal{E}_i. \quad (10.36)$$

Приведенные положения являются только идеями и алгоритмически не проработаны. Однако определение тарифов с большими погрешностями не может быть оправдано. Расчеты для реальных объектов показывают, что потери для различных структурных составляющих баланса меняются на 50...80 %.

10.5. Методика адресного распределения потерь мощности на примере сетевого предприятия

Методика выделения зон электроснабжения и расчет их параметров. Крупные сетевые предприятия охватывают большие территории, в которых можно выделить зоны. Например, в ФСК ЕЭС «МЭС Центра» (Федеральная сетевая компания единой энергосистемы «Межсистемные электрические сети Центра») их более 10.

Зоны электроснабжения можно определить на основе данных замеров максимального и минимального режимных дней или специальным расчетом по точкам потокоораздела. Эти данные позволяют установить пределы изменения параметров по зонам: $P_{Г\min} \leq P_{Г\text{расч}} \leq P_{Г\max}$, $Q_{Г\min} \leq Q_{Г\text{расч}} \leq Q_{Г\max}$. Специальные расчеты нормальных режимов для нескольких характерных режимов (максимального, минимального и промежуточных) позволяют уточнить границы зон электроснабжения. Для каждой зоны необходимо получить эквивалентные сопротивления и затем полную схему замещения сетей предприятия. Если применять принцип эквивалентирования по потерям, то надо проводить специальные расчеты. При этом последовательно варьируются только параметры рассматриваемой зоны, а все остальные закрепляются.

В итоге схема эквивалентруется и представляется в виде концентрированных узлов с эквивалентными значениями нагрузки $P_{Н1}, P_{Н2}, P_{Н3}$, $Q_{Н1}, Q_{Н2}, Q_{Н3}$, генерации $P_{Г1}, P_{Г2}, P_{Г3}$, $Q_{Г1}, Q_{Г2}, Q_{Г3}$ напряжения U_1, U_2, U_3 и эквивалентных сопротивлений R_1, R_2, R_3 (рис. 10.12). На рис. 10.12 показана для примера эквивалентная схема европейской зоны ФСК ЕЭС «МЭС Центра» в виде зон электроснабжения.

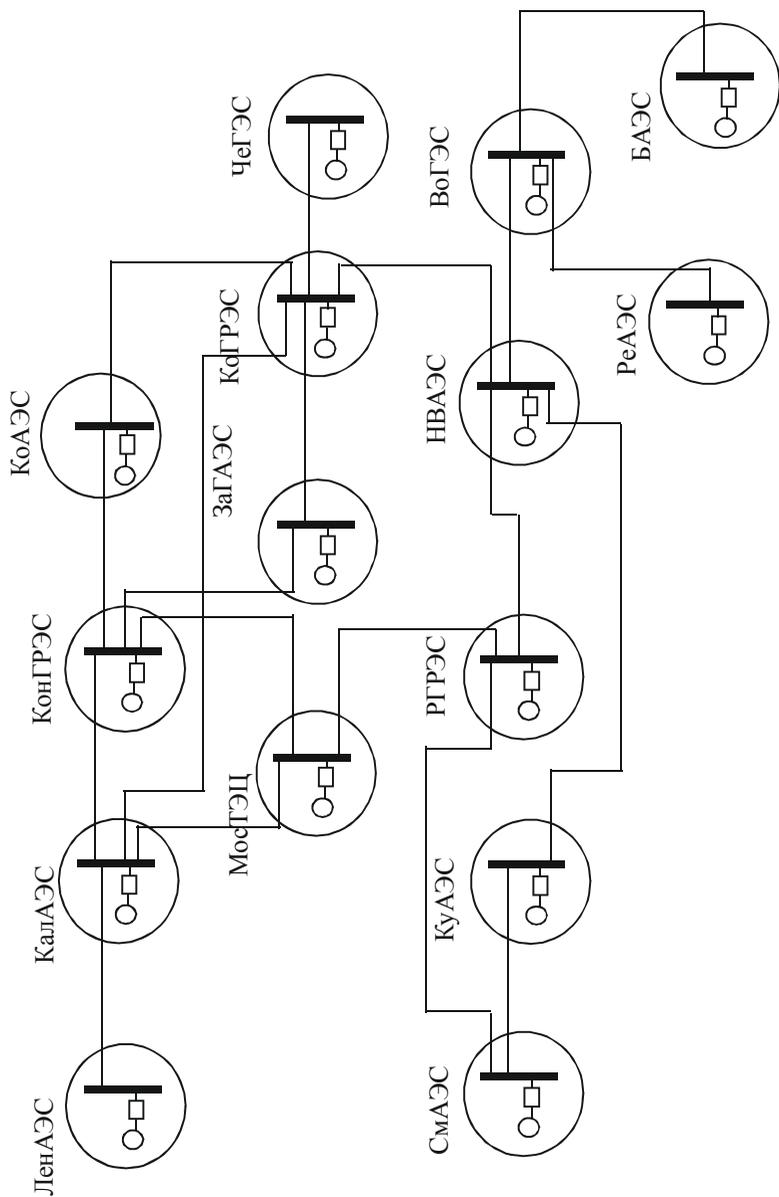


Рис. 10.12. Эквивалентная схема сети «МЭС Центра» с узлами в виде зон электроснабжения
(На схеме указаны сокращенные наименования зон)

10.6. Эквивалентирование сети с использованием эквивалентных характеристик потерь мощности

Эквивалентные характеристики потерь мощности применяются для получения эквивалентных активных сопротивлений. Они используются для концентрированных узлов зоны электроснабжения при получении схемы замещения. Это новый метод эквивалентирования. Он учитывает изменчивость режимов сети и потоков мощности. Косвенным образом в этом эквивалентном сопротивлении учитываются сетевые параметры (напряжения, реактивные мощности, конфигурация сети) и то, как они влияют на потери. Для всех конкретных схем должны быть получены свои характеристики потерь, что требует применения специальной методики.

На величину потерь влияют внутригодовые процессы в системе и характеристика потерь должна это отражать, поэтому данные можно получить при выполнении специального вычислительного эксперимента.

Активный эксперимент по определению функции потерь активной мощности заключается в расчетах при вариациях активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки и генерации и напряжений в узлах генерации.

Принимается следующий порядок расчетов.

1. С шагом ΔP_{Γ} варьируются активные мощности станций. Проверятся ограничения $P_{\Gamma \min} \leq P_{\Gamma \text{ расч}} \leq P_{\Gamma \max}$, причем $P_{\Gamma \min}$ и $P_{\Gamma \max}$ определяются по максимальному и минимальному режиму выдачи мощности в сеть.

2. Реактивная мощность и напряжение изменяются в соответствии с активной мощностью при заданном $\cos \varphi$.

3. По программе расчетов нормальных режимов определяется режим для всей схемы сети, но все величины за пределами расчетной зоны сохраняются неизменными. Это соответствует принципу построения эквивалентных характеристик электростанций в задачах распределения нагрузки.

Характеристики потерь мощности. Характеристики потерь можно построить с использованием регрессионного анализа. На первом этапе определяется вид функции, которая соответствует природе характеристики $\Delta P(P)$. На втором – при известной функции $\Delta P(P)$ определяются ее координаты.

Полученные характеристики потерь позволяют решить ряд задач, которые на основе прямых расчетов практически решить невозможно. В их числе:

- определение активных сопротивлений, которые соответствуют характеристике потерь, что является главным моментом методики эквивалентирования сопротивлений в зоне электроснабжения;
- получение характеристик в различных координатах: суммарных потерь, удельных потерь, относительных приростов потерь от нагрузки для всей системы и от генерации отдельных электростанций;
- планирование потерь для балансов активных мощностей на различных временных периодах;
- проведение сравнительного анализа потерь по зонам электроснабжения;
- получение необходимой информации для расчета сетевых тарифов на покупку и продажу электроэнергии и мощности;
- выполнение имитационных расчетов.

Решать перечисленные задачи на основе прямых расчетов нормальных режимов практически невозможно. Виды характеристик потерь могут различаться. И соответственно различаются характеристики активных сопротивлений.

Например, расчеты в [8] показали, что максимальная погрешность величин активных сопротивлений не превышает 10 %. Соответственно такие же погрешности будут при расчете потерь. Эти величины не превышают погрешности других методов расчетов.

Сбалансированное распределение потерь мощности. Расчетные потери мощности в целом по сети можно получить по данным расчета нормального режима. Но они не будут совпадать с данными, полученными при планировании по регрессионным зависимостям и осредненным коэффициентам. Требуется выполнить их балансировку.

Расчеты по балансировке можно выполнять по коэффициенту, в котором используются расчетные величины потерь и полученные по уравнению регрессии, т. е.

$$\delta = \frac{\Delta P_{\Sigma \text{ перп}}}{\Delta P_{\Sigma \text{ расч}}}, \quad (10.37)$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ перп}} = \sum_i \Delta P_{\text{ перп}i}.$$

Соответственно поправка к потерям i -го объекта, полученным по регрессионным зависимостям,

$$\delta_i = \delta \cdot \Delta P_{\text{рег}i}, \quad (10.38)$$

а сбалансированное распределение потерь

$$\Delta P_{\Sigma \text{расч}} = \sum_i \Delta P_{\text{рег}i} \cdot \delta_i. \quad (10.39)$$

Балансировку можно проводить также по величинам R^2 . Более простой и достаточно распространенной является балансировка первым способом.

Определение величины активного сопротивления по регрессионной характеристике потерь мощности $\Delta P(P)$.

Известно, что $R = \frac{\Delta P \cdot U^2}{P^2 + Q^2}$. Следовательно, характеристика $\Delta P(P)$

может быть пересчитана в характеристику $R(P)$. При этом пересчете необходимо задаться величинами напряжений и коэффициентами мощности, которые можно взять из данных активного эксперимента как средние значения по зоне. Это вносит некоторую погрешность, но, как уже указывалось выше, она не превышает 10 %.

Пример расчета эквивалентного активного сопротивления. На рис. 10.13 показана регрессионная характеристика потерь для одной из зон электроснабжения т. е. эта характеристика определяется не классическими законами электротехники, а влиянием множества режимных факторов на потери, поэтому вид ее может быть нестандартный (рис. 10.14, 10.15).

Основные виды характеристик соответствуют рис. 10.14, 10.16, 10.13. Но возможно, что при проведении эксперимента получится не характеристика, а поле точек (рис. 10.15). Можно определить лишь среднее значение потерь и среднюю величину активного сопротивления по зоне.

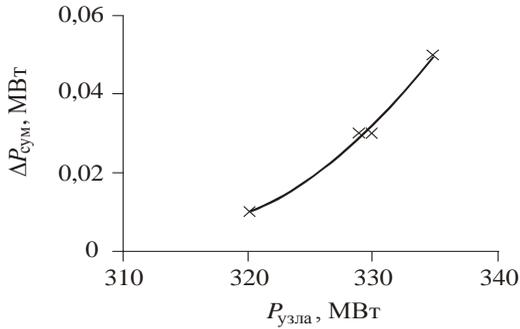


Рис. 10.13. Характеристика $\Delta P_{\Sigma}(P_{\text{Ген}})$

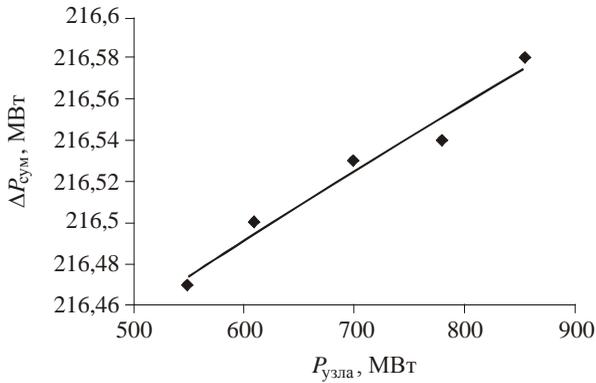


Рис. 10.14. Характеристика $\Delta P_{\Sigma}(P_{\text{Ген}})$

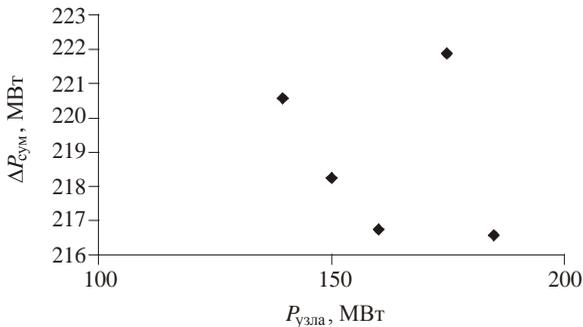


Рис. 10.15. Характеристика $\Delta P_{\Sigma}(P_{\text{Ген}})$ (среднеарифметические потери $\Delta P = 218,8$ МВт, предельная погрешность 1,5 %)

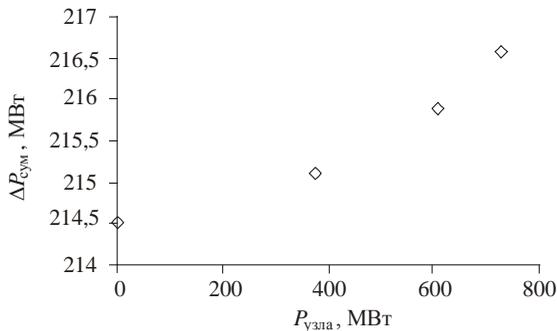


Рис. 10.16. Характеристика $\Delta P_{\Sigma}(P_{\text{Ген}})$

10.7. Развитие методов расчета режимов системы для реализации адресного принципа

Из сказанного выше ясно, что адресный принцип может быть реализован только при соответствующей алгоритмизации этой задачи и включении в обычную схему расчета нормальных режимов новых элементов. Назовем их:

1) алгоритм должен быть приспособлен к учету и варьированию стоимостных показателей производства и транспорта электрической энергии;

2) необходимо иметь методику количественной оценки эффективности адресности. Бесспорно можно сказать, что эффективность адресности меняется и в некоторых системах она мала. Это требует обоснования прикладного применения адресной методики на основе вычислительного эксперимента;

3) следует применять новые принципы эквивалентирования схемы электрических соединений по хозяйственным единицам или зонам по регрессионной характеристике потерь. Необходимо иметь методику разделения общей нагрузки системы по эквивалентным зонам;

4) адресные расчеты являются основой коммерческих отношений на электроэнергетическом рынке. Они предъявляют очень жесткие требования к достоверности исходной информации. Этому вопросу необходимо уделять большое внимание.

Эквивалентирование параметров схемы замещения узлов хозяйственно-технологической модели. Структурная модель всегда пред-

ставляется эквивалентной схемой замещения. Принципы эквивалентирования зависят от целей расчетов. В схеме должны быть определены следующие структурные элементы: станции (генераторные узлы), потребители (нагрузочные узлы), связи между узлами (линии и трансформаторы) и производственные границы предприятия.

Наиболее распространенные принципы эквивалентирования приведены ниже.

- При электрическом эквивалентировании определяются концентрированные нагрузки, мощности генерации, эквивалентные параметры схемы замещения ЭЭС. Этот принцип применим для однозначно заданной схемы и при полной исходной информации. Особенно сложным является определение нагрузок в узлах схемы. Применение его для получения интегральных оценок проблематично. Если рассматривать период функционирования месяц или год, то меняется схема системы, меняются величины R , X , Z даже от климатических факторов. Поэтому такое эквивалентирование в общем случае не дает правильных экономических результатов.

- При энергетическом эквивалентировании определяются концентрированные узлы генерации (для агрегатов, станций, систем) и их агрегированная энергетическая характеристика. Она может быть представлена в таких координатах, которые отвечают уравнению целей. Методы расчета энергетических характеристик разработаны, но необходимо получить их электрический эквивалент.

- При коммерческом эквивалентировании система представляется в виде зон коммерческого взаимодействия, в которых имеются концентрированные узлы нагрузок, генерации, ЛЭП и стоимостные величины.

Следовательно, правильное конструирование расчетной схемы производится не только с учетом обычных принципов эквивалентирования электрических сетей, но и с учетом требований и ограничений коммерческого содержания.

Задача адресной оценки мощности при использовании хозяйственно-технологической модели системы

Содержание задачи. Электроэнергетическая система (ЭЭС) – единое хозяйственное предприятие (в том числе созданное на добровольной основе), включающее станции и сетевые предприятия (СП) (рис. 10.17).

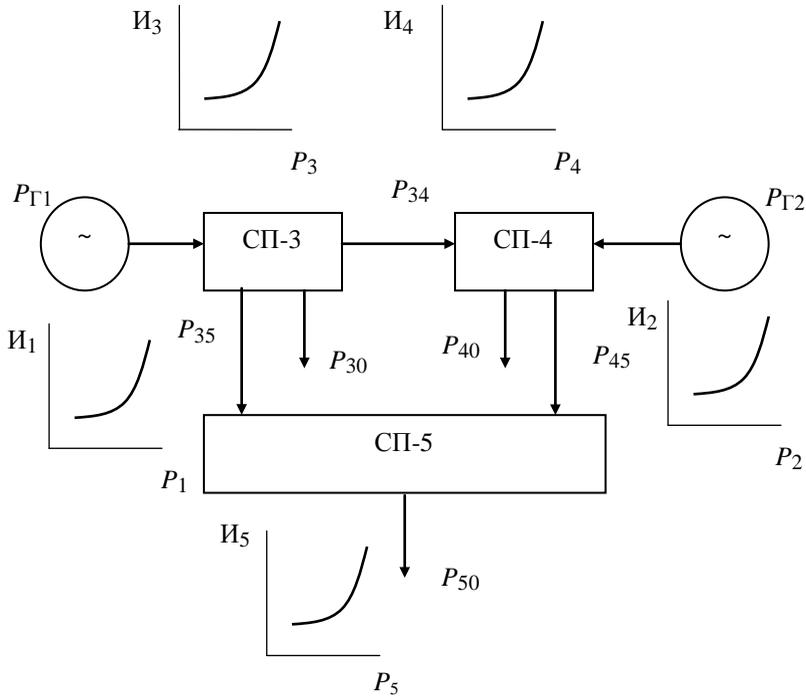


Рис. 10.17. Структурная модель системы с ее хозяйственными связями

Цель расчетов – определение стоимости потоков и потерь мощности в системе – на станциях и у потребителей. Критерием оптимизации режимов ЭЭС являются общие издержки, которые включают издержки всех предприятий. Оптимальный режим соответствует минимуму суммарных издержек. Для каждого объекта задаются характеристики связи между мощностью и издержками $I(P)$.

Методика расчетов. Приведем пример общего характера. Для оценки стоимости потоков и потерь мощности необходимо иметь картину адресного распределения мощностей и потерь, которая показана ниже в виде баланса мощностей (табл. 10.3).

$$P_1 + P_2 = P_{301} + P_{302} + \Delta P_{31} + \Delta P_{32} + \Delta P_{341} + \Delta P_{342} + P_{401} + P_{402} + \Delta P_{41} + \\ + \Delta P_{42} + P_{501} + P_{502} + \Delta P_{351} + \Delta P_{352} + \Delta P_{451} + \Delta P_{452} + \Delta P_{51} + \Delta P_{52}.$$

Соответственно издержки станций также адресно распределяются, т. е.

$$И_1 + И_{31} + И_{41} + И_{51} + И_2 + И_{32} + И_{42} + И_{52} \Rightarrow \min,$$

$$И(P_{301}, P_{31}, \Delta P_{341}, P_{401}, \Delta P_{41}, P_{501}, \Delta P_{351}, \Delta P_{451}, \Delta P_{51}),$$

$$И(P_{302}, \Delta P_{32}, \Delta P_{342}, P_{402}, \Delta P_{42}, P_{502}, \Delta P_{352}, \Delta P_{452}, \Delta P_{52}).$$

Удельные величины издержек зависят от адресного распределения потоков и потерь мощности:

$$u_{уд1} = \frac{И_1}{P_{301} + P_{401} + P_{501}},$$

$$u_{уд2} = \frac{И_2}{P_{302} + P_{402} + P_{502}}.$$

Задание

1. Определить адресные стоимости мощностей станций для заданного баланса мощностей системы.
2. Рассчитать потери мощности по системе, в узлах нагрузки и на станциях и их стоимость.
3. Определить общие издержки по системе и их удельную величину.
4. Получить удельные издержки в узлах нагрузки по средним показателям для ЭЭС.

Таблица 10.3

Исходные данные для примера

Элементы сети	Мощности, МВт	Стоимости мощностей коп/кВт·ч	Потери мощности, %	Стоимость
Станция 1, $P_{Г1}$	1000	100		
Станция 2, $P_{Г2}$	2000	150		

Окончание табл. 10.3

Элементы сети	Мощности, МВт	Стоимости мощностей коп/кВт·ч	Потери мощности, %	Стоимость
Сетевое предприятие СП3		20	10	
Сетевое предприятие СП4		30	5	
Сетевое предприятие СП5		40	10	
Переток по ЛЭП 3-4, МВт	600			
Переток по ЛЭП 3-5, МВт	200			
Переток по ЛЭП 4-5, МВт	2400			
Нагрузка потребителя $P_{н3}$	100			
Нагрузка потребителя $P_{н4}$	100			
Нагрузка потребителя $P_{н5}$	Определяется расчетом			

Задача расчета узловых цен мощностей станций и нагрузок ЭЭС на часовых интервалах в течение суток

Содержание задачи. Будем рассматривать эту задачу на численном примере. Пусть ЭЭС имеется несколько электростанций и одно сетевое предприятие, имеющих хозяйственную самостоятельность (рис. 10.18). В течение суток меняются нагрузка системы и, следовательно, ее распределение между станциями. Это приводит к изменению затрат системы и цен в узлах станций и нагрузки. Станции работают на краткосрочном рынке, и цены продажи электроэнергии регулируются каждый час. Изменение цен зависит от затрат на производство мощностей на станциях, электрической схемы сети и ее параметров, взаимного расположения в схеме электростанций и потребителей.

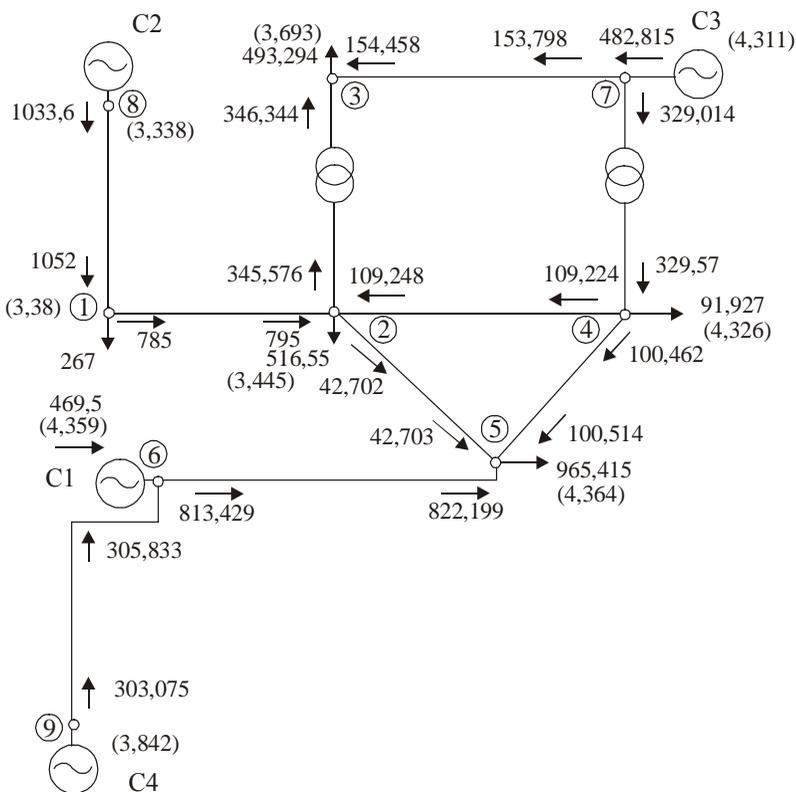


Рис. 10.18. Электрическая схема ЭЭС

Задача заключается в расчете узловых цен и анализе причин, влияющих на их величину. Узловые цены в практике считаются для крупных узлов (регионов, областей, зон), для чего вся электрическая сеть эквивалентруется по тарифным зонам. Мы будем считать, что в нашей схеме цены определяются для всех узлов. Отметим также, что термин «цена» применяется неверно. Цена зависит от конъюнктуры рынка и условий его функционирования. Поэтому принятые нами оценки являются условными ценами.

Исходные данные. На основании расчетов режима ЭЭС, выполненных по методу относительных приростов, получены балансы мощности последовательно для каждого часа (табл. 10.4). График нагрузки системы показан на рис. 10.19. Пример численных результатов потоков стоимостей и их удельных величины показан на рис. 10.20. В рассматриваемой схеме имеется 4 электрические станции и 5 концентрированных узлов нагрузки, питающихся по сети 110 – 220 кВ. В схеме ЭЭС 9 узлов и 10 ветвей. Все станции – ТЭС. Их располагаемые мощности: станция 1 – 550 МВт, станция 2 – 1200 МВт, станция 3 – 400 МВт, станция 4 – 400 МВт. Топология сети достаточно простая, но она дает возможность питания нагрузки любого узла от любой станции. Видно, что при постоянных ценах на станциях узловые цены меняются на 5...100 %. Еще большие величины будут при изменении цен на станциях. Использование средней цены приводит к перекрестному субсидированию.

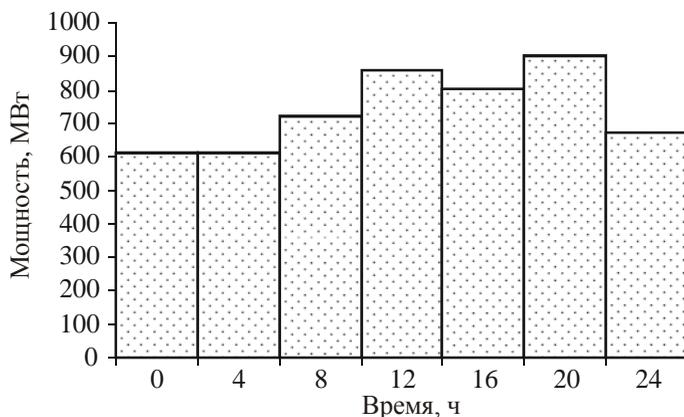


Рис. 10.19. График нагрузки ЭЭС

Таблица 10.4

**Результаты расчетов, полученные при часовом изменении
нагрузки системы**

Показатели	Время по графику нагрузки						
	0	4	8	12	16	20	24
Нагрузка 1							
Мощность, МВт	80	80	80	88	88	80	80
Узловые цены (удельные стоимости), руб/МВт·ч	4,11	4,11	4,17	4,20	4,18	4,26	4,14
Часовая стоимость за период, руб	329,2						
Отклонение от среднего по системе, о.е	0,85						
Нагрузка 2							
Мощность, МВт	151	151,00	172,1	280,86	256,7	302,00	172,14
Узловые цены (удельные стоимости), руб/МВт·ч	4,06	4,06	4,08	4,06	4,06	4,06	4,06
Часовая стоимость за период, руб	612,8						
Отклонение от среднего по системе, о.е	0,73						
Нагрузка 3							
Мощность, МВт	135,6	135,60	169,5	203,40	180,8	226,00	135,60
Узловые цены (удельные стоимости), руб/МВт·ч	4,07	4,07	4,08	4,09	4,08	4,09	4,08

Продолжение табл. 10.4

Показатели	Время по графику нагрузки						
	0	4	8	12	16	20	24
Нагрузка 3							
Часовая стоимость за период, руб	551,3						
Отклонение от среднего по системе, о.е	0,75						
Нагрузка 4							
Мощность, МВт	21,50	21,50	86,00	68,80	68,80	86,00	64,50
Узловая цена (удельные стоимости), руб/МВт·ч	4,44	4,44	4,16	4,26	4,23	4,24	4,17
Часовая стоимость за период, руб	95,51						
Отклонение от среднего по системе, о.е	0,96						
Нагрузка 5							
Мощность, МВт	220,2	220,24	214,4	216,89	211,4	205,87	218,10
Узловые цены (удельные стоимости), руб/МВтч	4,04	4,04	4,06	4,08	4,07	4,10	4,05
Часовая стоимость за период, руб	889,3						
Отклонение от среднего по системе, о.е	0,60						

Окончание табл. 10.4

ЭЭС							
Суммарная нагрузка, МВт	608,3	608,34	722,0	857,95	805,7	899,87	670,34
Узловые цены (удельные стоимости), руб/МВтч	3,70	3,70	3,95	4,26	4,15	4,39	3,83
Суммарные затраты по ЭЭС	2247						
Мощности станций, МВт							
С1	107,7	107,71	131,8	159,31	149,6	170,309	120,641
С2	320,8	320,86	362,8	408,68	392,6	426,565	343,536
Показатели	Время по графику нагрузки						
	0	4	8	12	16	20	24
С3	111,9	111,98	136,4	164,31	154,4	175,49	125,079
С4	79,53	79,536	108,3	140,74	129,3	153,636	94,9835
Полные затраты по станциям							
С1	469,5						
С2	1033,						
С3	482,8						
С4	305,5						
Узловые цены (удельные издержки по станциям), руб/МВт·ч							
С1	4,36	4,36	4,58	4,87	4,76	4,99	4,47
С2	3,22	3,22	3,49	3,80	3,69	3,93	3,36
С3	4,31	4,31	4,53	4,83	4,72	4,95	4,42
С4	3,84	3,84	3,99	4,24	4,15	4,36	3,91

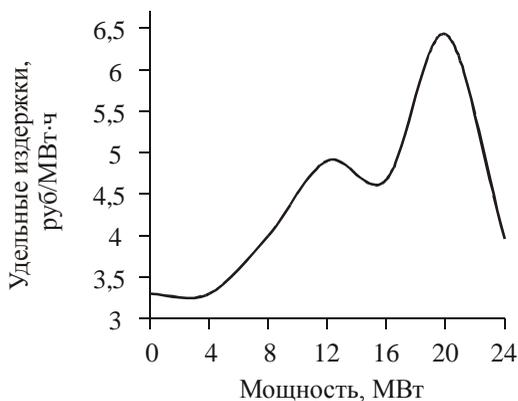


Рис. 10.20. Пример изменения узловых цен для узла нагрузки в течение суток

Задание

1. Определить узловые цены в узлах нагрузки и генерации и оценить их изменение (результаты показать в табл. 10.4)
2. Проанализировать причины изменения цен.
3. Показать полученные результаты по узловым ценам в узлах нагрузки графически и оценить процесс их изменения. Пример дан на рис. 10.20 для одного узла нагрузки.
4. Определить условия, при которых можно использовать в коммерческих отношениях узловые цены.
5. Высказать соображение о целесообразности дифференцирования цен по узлам.

Заключение по главе 10

Адресные расчеты потоков мощности, электроэнергии и потерь отвечают содержанию коммерческих отношений на электроэнергетическом рынке. В настоящее время в практику они фактически не внедрены. Исключить перекрестное субсидирование, добиться прозрачности цен и тарифов нельзя без адресных расчетов, установить партнерские отношения между продавцами и покупателями невозможно без адресных оценок. Приведенные методические принципы адресных расчетов и количественные результаты убедительно показывают важность этой проблемы.

Вопросы для самопроверки

1. *Каковы цели адресных расчетов потоков мощностей и потерь?*
2. *Как могут измениться цены на продажу мощности станций при адресных расчетах?*
3. *Как могут измениться цены на транспорт мощности сетевыми предприятиями при адресных расчетах?*
4. *Как могут измениться цены на покупку мощности потребителями при адресных расчетах?*
5. *Какие факторы влияют на адресные оценки?*
6. *Как изменяется алгоритм расчета режима системы при адресных расчетах?*
7. *Какой вид имеет матрица токов и как ее использовать при адресных расчетах?*
8. *Как эквивалентруется электрическая схема сети при адресных расчетах?*
9. *Как построить регрессионную характеристику потерь мощности при адресных расчетах?*
10. *Какие проблемы возникают для потребителей при внедрении адресных расчетов в тарифах?*

ГЛАВА 11

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СХЕМЫ ЭЭС С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ЭКВИВАЛЕНТОМ ЕЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И СТОИМОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Моделирование ЭЭС с использованием электрического эквивалента. ≈ Моделирование энергетических характеристик предприятий в электрической модели ЭЭС. ≈ Моделирование ЭЭС с использованием электрического эквивалента. ≈ Структурная модель адресных потоков и потерь мощности с использованием электрического эквивалента

11.1. Моделирование ЭЭС с использованием электрического эквивалента

Одним из способов моделирования ЭЭС является применение специального метода электрического эквивалентирования ее различных параметров и характеристик [4, 10, 11]. Это новый путь, и реализация его осуществляется только в исследовательских масштабах. Далее будут показаны возможности и достоинства этого пути, которые особенно проявляются в тех задачах, в которых оцениваются не только электрические параметры режима, но и их стоимость, причем с адресными оценками.

Моделирование применяется для различных систем: механических, тепловых, гидравлических. Это относится и к электроэнергетической системе, при использовании специального метода электрического эквивалента.

Моделирование с помощью определенного эквивалента требует выбора фазовых переменных, составления компонентных и топологических уравнений. Пример моделей показан в табл. 11.1.

Остановимся на электрическом моделировании ЭЭС. Можно выделить три модели (подсистемы), которые отражают ее различные свойства.

При использовании характеристик станций и сетевых предприятий определяется электрический эквивалент и их экономическое сопротивление. При таком представлении схемы по ветвям сети протекают потоки мощностей и стоимости мощностей (рис. 11.1).

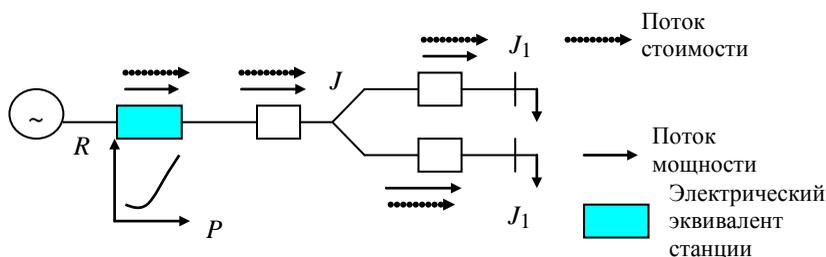


Рис. 11.1. Схема потоков мощности и стоимости в сети

Электрическая подсистема ЭЭС отражает ее электрические процессы и свойства. Она моделируется традиционно. За фазовые переменные типа потенциал принимаются напряжения в узлах сети, переменные типа поток – токи в ветвях. Топологические уравнения представляют собой законы Кирхгофа, а компонентные – законы Ома. Эта модель не содержит электрических эквивалентов станций и сетей и позволяет рассчитывать нормальный режим сети и получать адресные оценки для ветвей и узлов электрической сети по критерию минимума потерь мощности в сети $\Delta P_{\text{электрич}} \Rightarrow \min$. В этом случае эквивалентятся только узлы сети и нагрузки.

Энергетическая подсистема ЭЭС отражает ее свойства по производству электроэнергии на станциях. Она также может моделироваться с использованием электрического эквивалента. Энергетические характеристики электрических станций представляются в этом случае зависимостью полезной мощности от подведенной. Тогда электрические станции, как и элементы электрической сети, замещаются некоторым сопротивлением, вызывающим потери подведенной мощности при производстве полезной. За фазовые переменные типа потенциал принимаются напряжения в узлах сети, переменные типа поток – мощности в ветвях. Топологические уравнения представляют собой балансы мощностей, компонентные – выражения для преобразования энергетических характеристик и закон Ома. Энергетическая подсистема позволяет рассчитать

адресные потоки и потери мощности по критерию минимума потерь мощности на станциях и в сетях (сетевых предприятиях)

$$\Delta P_{\text{энерг}} = \sum \Delta P_{\text{станц}} + \sum \Delta P_{\text{электрич}} \Rightarrow \min . \quad (11.1)$$

В такой подсистеме уже эквивалентируются узлы генерации, сети и нагрузки.

Экономическая подсистема ЭЭС отражает затраты на производство электроэнергии и моделируется на основании тех же подходов. В этом случае каждый узел системы имеет некоторую экономическую характеристику, а каждая ветвь представляется некоторым экономическим сопротивлением. За фазовые переменные типа потенциал приняты напряжения в узлах сети, переменные типа поток – потоки стоимости в ветвях. Топологические уравнения представляют собой уравнения баланса напряжений и стоимостных показателей, а компонентные – выражения для преобразования экономических характеристик и уравнения связи между параметрами эквивалентной схемы. В табл. 11.2 представлены фазовые переменные, компонентные и топологические уравнения при моделировании технико-экономического состояния ЭЭС с помощью электрического эквивалента и при моделировании других систем. Такая модель системы позволяет определять параметры режима ЭЭС, включая энергетические и стоимостные оценки процесса производства и транспорта электроэнергии.

Экономическая модель применяется для адресных расчетов энергетических балансов системы по критерию минимума стоимости мощности станций и сетевых предприятий

$$St = \sum St_{\text{станц}} + \sum St_{\text{электрич}} \Rightarrow \min . \quad (11.2)$$

Электрический эквивалент влияет на изменения собственных сопротивлений сети. Это происходит в процессе расчета сети.

Наибольшие изменения происходят при протекании потока стоимостей. Каждый узел приобретает экономический потенциал. Например, если мощность передается от узла i к узлу j и стоимость мощности в узле i примем за st_i , то в узле i будет экономический потенциал $st_i P_i$, а в узле j – $st_j P_j$. Стоимости учитываются постоянными множителями, которые соответствуют стоимостной характеристике мощностей (рис. 11.1). Величина st может быть постоянной, ступенчатой или плавно изменяющейся.

Таблица 11.1

Математические модели различных физических систем

Система	Переменные типа потенциал	Переменные типа поток	Компонентные уравнения	Топологические уравнения
Механическая	Скорость V	Сила F	$V = RF$	$\sum F_j = 0, \sum V_i = 0$
Вращательная	Угловая скорость W	Вращающий момент M	$W = R_{вп}M$	$\sum M_j = 0, \sum W_i = 0$
Тепловая	Температура T	Тепловой поток Q_t	$T_1 - T_2 = R_t Q_t$	$\sum T_j = 0, \sum Q_{ti} = 0$
Электрическая	Напряжение U	Ток I	$U = RI$	$\sum I_j = 0, \sum U_i = 0$
Энергетическая	Напряжение U	Мощность P	$U = R_W P$	$\sum P_j = 0, \sum U_i = 0$
Экономическая	Напряжение U	Ценовые параметры St	$U = R_{eSt} I$	$\sum St_j = 0, \sum U_i = 0$

Математические модели подсистем ЭЭС при использовании электрического эквивалента

Подсистема	Переменные	Критерий	Ограничения	Задачи
Электрическая	U, I	$\Delta P = \text{Re}(U_d Y U_d)$	$U = RI$ $\sum I_j = 0$ $\sum U_i = 0$	<p>Оптимизация долгосрочных режимов электрической сети</p> <p>Оптимизация краткосрочных режимов без учета стоимостных характеристик</p> <p>Расчет установившегося режима без учета стоимостных характеристик</p>
Энергетическая	$U, P(U)$	$\Delta P_w = \text{Re}(U_d Y_w U_d)$	$U = Y_w P$ $\sum P_j = 0$ $\sum U_i = 0$	<p>Комплексная оптимизация долгосрочных режимов</p> <p>Комплексная оптимизация без учета стоимостных характеристик</p>
Экономическая	Ценовые параметры St ; Напряжение U	$I = U_d Y_e U_d$	$St = U Y_e U$ $\sum St_j = 0$ $\sum P_i = 0$	Комплексная оптимизация мгновенных и краткосрочных режимов с учетом стоимостных характеристик

Задача оценки стоимостей имеет большое значение для оптимизации режимов на оптовом и региональном рынках. Например, в настоящее время стоимость мощностей станций зависит от класса напряжения ЛЭП, отходящих от шин станции. Во многих случаях отходящие линии имеют 3-4 класса напряжения. Так для оптового рынка мощность Красноярской, Саяно-Шушенской, Усть-Илимской станций выдается по ЛЭП напряжением 220 и 500 кВ. На многих ТЭЦ имеются ЛЭП напряжением 35, 110, 220 кВ. Соответственно напряжению используются сетевые тарифы и их эквивалентные сопротивления. Мощность, поступающая в распределительную сеть региональных системы, уже может иметь ЛЭП генераторного напряжения 10 кВ и ниже. В структурной схеме станций необходимо иметь эквивалентное сопротивление стоимости мощностей станций на шинах различного напряжения $R_{\text{экв.ст.}U}$ (рис. 11.2).

В сетевых предприятиях сетевые тарифы дифференцируются в зависимости от класса напряжения и это учитывается в структурной схеме предприятия (рис. 11.2, 11.3). Для построения характеристики $R(P, U)$ может быть использован принцип эквивалентирования сети по регрессионной характеристике потерь мощности. Используя традиционные методы электрического эквивалентирования сетей рассчитать стоимости передачи мощности с учетом класса напряжения сети невозможно. Электрический эквивалент дает возможность решить эту задачу.

Как и принято, режим рассматривается по иерархической структуре систем. Сначала для ОЭС, затем для ЭЭС и ее отдельных зон. При этом все объекты имеют дифференцированные цены для различных классов напряжения.

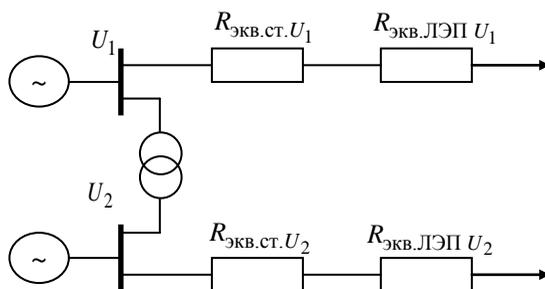


Рис. 11.2. Стоимость мощности с учетом напряжения на шинах станции

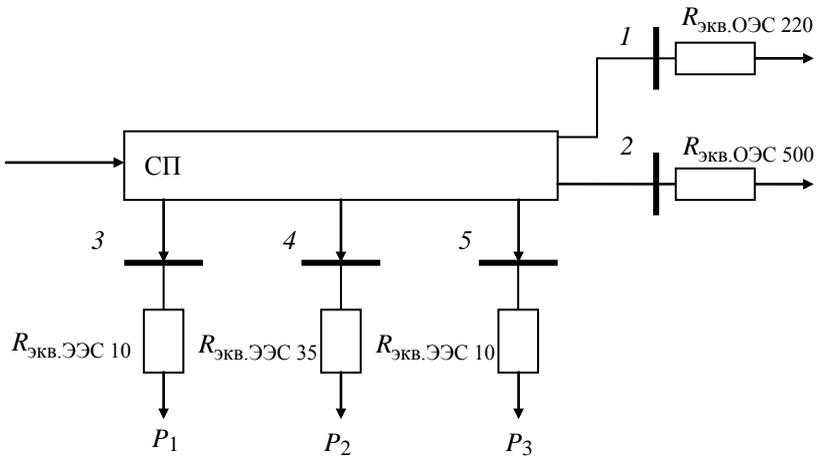


Рис. 11.3. Схема сетевого предприятия и стоимости транспорта мощности с учетом различных напряжений его сетей (1, 2, 3, 4, 5)

11.2. Моделирование энергетических характеристик предприятий в электрической модели ЭЭС

Энергетические характеристики станций играют большую роль при расчете режимов ЭЭС. Они задаются в математической модели уравнениями связи и в виде сопротивлений структурной схемы (см. рис. 11.4).

В работах, выполненных ранее [1, 2 и др.], использовались энергетические характеристики в координатах «расход условного топлива – мощность». В предлагаемой модели могут использоваться и другие координаты. На вид и форму характеристики влияют содержание задачи, критерии оптимизации, внешняя информация (о тарифах, качестве топлива, ценах) и внутренняя информация (о связанной мощности, технических и режимных ограничениях). Характеристики предопределяют достоверность расчетов. Если характеристики неверные, то и результаты расчетов могут быть ошибочными.

Особое значение приобретает достоверность характеристик. Известно, что предельная погрешность определяется как сумма предельных погрешностей аргументов функции. Если считать, что цены в экономических условиях России меняются значительно (за год

до 10...20 %), а за счет режимных факторов характеристика изменяется на 2...5 %, то общая погрешность может составить 25 % и более.

Построение характеристик необходимо вести с учетом вероятностных свойств информации, влияющих на их координаты. Если принять, что расход топлива меняется по равномерному закону, а мощность станции меняется по нормальному закону, то модель характеристики станции имеет вид рис. 11.5, 11.6.



Рис. 11.4. Схема расчета электрического эквивалента характеристик энергетических объектов

Понятие «энергетическая характеристика станции» в разных задачах изменяется. Если рассматривать мгновенные режимы, то это обычная характеристика издержек $I(P)$. Если рассматривать месячные режимы, то характеристику необходимо получать с учетом ее изменчивости за месяц. Как уже указывалось, погрешности характеристик искажают стоимостные оценки и результаты расчетов.

Уменьшить величину погрешности можно только при постоянной коррекции характеристик, т. е. при адаптации ее к внешней и внутренней информации.

Рассмотрим последовательно принципы электрического эквивалентирования характеристик.

Характеристики станций, энергосистем, объединений могут представляться в различных координатах, определяемых критерием оптимизации. Вид (форма) характеристики может значительно различаться. Но повсеместно при оптимизации режима энергетические характеристики представляются в виде дифференцируемой функции, обращенной выпуклостью вниз. Это упрощенное представление, но в ряде работ показано, что погрешности упрощенной характеристики составляют 2...5 % [2, 4]. Такое представление характеристик будет принято и в дальнейшем изложении.

Электрическое эквивалентирование характеристик ТЭС. Рассмотрим преобразование координат характеристик на примере ТЭС. Пусть имеется первоначальная характеристика условного топлива от мощности $B_{\text{ут}}(P)$. Она обычно представляется полиномом второй-третьей степени, и на рис. 11.5 указаны границы ее изменчивости $\pm\Delta I$.

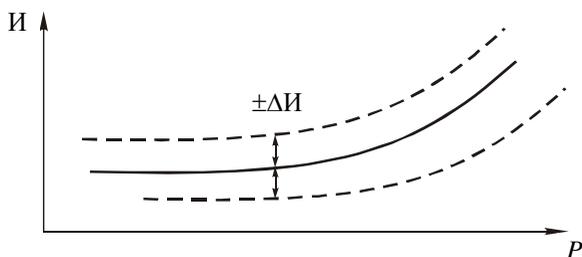


Рис. 11.5. Вид энергетической характеристики ТЭС

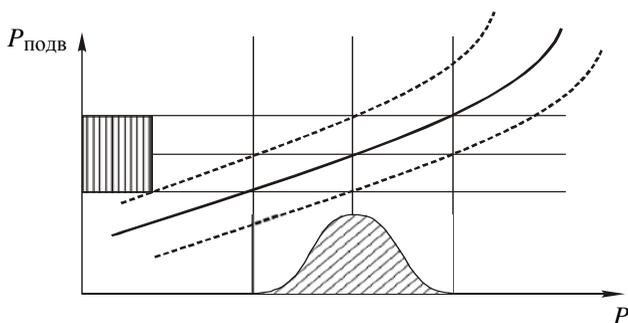


Рис. 11.6. Моделирование случайных факторов для оценки изменчивости характеристики станций

Преобразование характеристики станции осуществляется в такой последовательности: расход условного топлива ($B_{\text{ут}}$) → расход натурального топлива ($B_{\text{нт}}$) → подведенная мощность ($P_{\text{подв}}$) → потери подведенной мощности ($\Delta P_{\text{подв}}$) → издержки на топливо ($I_{\text{топл}}$) → общие издержки (I) → цена энергии ($\text{Ц}_{\text{Э}}$) → цена потерь энергии ($\text{Ц}_{\Delta\text{Э}}$) → активное сопротивление в виде электрического эквивалента ($R_{\text{экр}}$).

Приведем расчетные формулы преобразования энергетических характеристик.

Расход натурального топлива.

$$B_{\text{нт}}(\tau) = \frac{B_{\text{ут}}(\tau)7000(\text{ккал/кг})}{Q_P^{\text{H}}(\text{ккал/кг})}, \quad (11.3)$$

где Q_P^{H} – низшая теплотворная способность натурального топлива.

Подведенная мощность:

$$P_{\text{подв}}(\text{МВт}) = 8,14B_{\text{нт}}(\tau), \quad (11.4)$$

$$P_{\text{подв}}(\text{МВт}) = \frac{Q_P^{\text{H}}(\text{ккал/кг})}{1,1639} B_{\text{нт}}(\tau). \quad (11.5)$$

Издержки на топливо:

$$I_{\text{топл}}(\text{руб.}) = B_{\text{нт}}(\tau)\text{Ц}(\text{руб./т}). \quad (11.6)$$

Общие издержки

$$I(\text{руб.}) = I_{\text{топл}}(\text{руб.}) + I_{\text{уп}}(\text{руб.}). \quad (11.7)$$

Цена электроэнергии:

$$\text{Ц}(\text{руб./МВт} \cdot \text{ч}) = \frac{I(\text{руб.})}{\text{Э}(\text{МВт} \cdot \text{ч})}. \quad (11.8)$$

Стоимость мощности S_t .

При кусочно-линейной аппроксимации расходная характеристика ТЭС примет вид

$$P_{\text{подв}} = P_{\text{подв min}} + a_{\text{подв } 0}P + \sum_{k=1}^N a_{\text{подв } k}(P - P_k), \quad (11.9)$$

где P – текущее значение полезной мощности; P_k – минимальное значение полезной мощности для k -го участка аппроксимирующей функции; $a_{\text{подв } 0}$, $a_{\text{подв } k}$ – коэффициенты аппроксимирующего полинома; k – номер интервалов аппроксимации.

Подведенная мощность гидравлической станции запишется на основании аналогичных рассуждений следующим образом:

$$P_{\text{подв}} = 9.81HQ, \quad (11.10)$$

где H – напор воды на ГЭС, м; Q – расход воды, м³/с.

В общем виде зависимости (11.9), (11.10) позволяют определить величину потерь активной мощности на станции, отражающую процесс преобразования энергии:

$$\begin{aligned} \Delta P_w &= P_{\text{подв}} - P; \\ \Delta P_w &= P_{\text{подв min}} + \left(a_{\text{подв } 0} + \sum_{k=1}^N a_{\text{подв } k} - 1 \right) P - \sum_{k=1}^N a_{\text{подв } k} P_k; \quad (11.11) \\ \Delta P_w &= b_k + d_k P, \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} b_k &= P_{\text{подв min}} - \sum_{k=1}^N a_{\text{подв } k} P_k; \\ d_k &= a_{\text{подв } 0} + \sum_{k=1}^N a_{\text{подв } k} - 1; \end{aligned}$$

$P_{\text{подв min}}$ – минимальная подведенная мощность, соответствующая V_{min} для ТЭС и Q_{min} для ГЭС.

Электрический эквивалент – это сопротивление, которое отражает потери энергии на электростанции:

$$R_w = U_2 P_w / P_2 = U_2 (b_k + d_k P) / P_2. \quad (11.12)$$

Использование такой модели при оптимизации режима ЭЭС предполагает построение расширенного графа электрической системы, в котором электрические станции отражаются дополнительными ветвями, что позволяет применить единый критерий при оптимизации режима активной и реактивной мощности – минимум потерь активной мощности в системе. В этом случае расход топлива (подведенная мощность) является, как и реактивная мощность, функцией напряжения. Аналогичным образом могут быть получены энергетические сопротивления для электростанций любого типа (рис. 11.7).

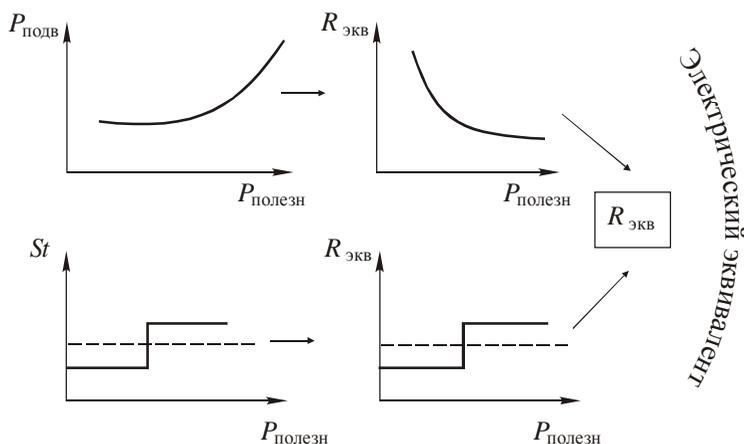


Рис. 11.7. Схема преобразования энергетических характеристик в электрический эквивалент

Электрический эквивалент характеристики ТЭС представляется в виде характеристики $R(P)$. Потери мощности на станции определяются по формуле

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R. \quad (11.13)$$

Реактивная мощность станций влияет только на КПД генератора и этим влиянием можно пренебречь. Тогда

$$R = \frac{\Delta P \cdot U^2}{P^2}. \quad (11.14)$$

Если характеристика $B(P)$ задается полиномом второй степени, то и характеристика потерь имеет такую же форму. Отсюда

$$R = \frac{(a_0 + a_1P + a_2P^2)U^2}{P^2}. \quad (11.15)$$

И, следовательно, характеристика $R(P)$ – нелинейная.

Координаты и форма характеристики меняются при изменении цен и тарифов.

11.3. Моделирование ЭЭС с использованием электрического эквивалента

Развитие алгоритма расчета нормального режима с использованием электрических эквивалентов станций и сетей. Моделирование ЭЭС с помощью электрического эквивалента позволяет за расчетные принять однотипные критерии оптимизации режимов – минимум произведения переменных типа поток и потенциал (потерь активной мощности, потерь потока энергии, потерь потока стоимости).

С использованием электрического эквивалента в алгоритме оптимального распределения нагрузки в качестве критерия оптимизации режима используются потери активной мощности или стоимость потерь. Схема сети преобразуется, как показано на рис. 11.8. На рис. 11.8, *а* показано стандартное задание схемы замещения электрической сети. На рис. 11.8, *б* вводится электрический эквивалент расходных характеристик электростанций в виде Z_{wj} , Z_{wm} – это эквивалентирование энергетических величин. На рис. 11.8, *в*, вводится стоимость мощности станции в виде сопротивлений Z_{ej} , Z_{em} – это эквивалентирование экономических величин (по себестоимости) или коммерческих (по цене).

Уравнения состояния для рассматриваемых подсистем будут иметь следующий вид:

- электрическая подсистема

$$\Delta P = \operatorname{Re}(U_d^* Y U_d), \quad U_d^* Y U = -S; \quad (11.16)$$

- энергетическая подсистема

$$\Delta P_w = \operatorname{Re}(U_d (AY) U_d^*), \quad U_d AY U_d^* = -S_w; \quad (11.17)$$

- экономическая подсистема

$$\Delta P_e = \operatorname{Re}(U_d (StY) U_d^*), \quad U_d Y_e U_d^* = -St S_e, \quad (11.18)$$

где U_d – диагональная матрица напряжений в узлах; St – диагональная матрица стоимостных коэффициентов в узлах (себестоимости или цен); S – вектор-столбец узловых мощностей; A – диагональная матрица коэффициентов энергетических характеристик; Y – матрица узловых проводимостей сети, индексы w и e – энергетическая и экономическая подсистемы соответственно.

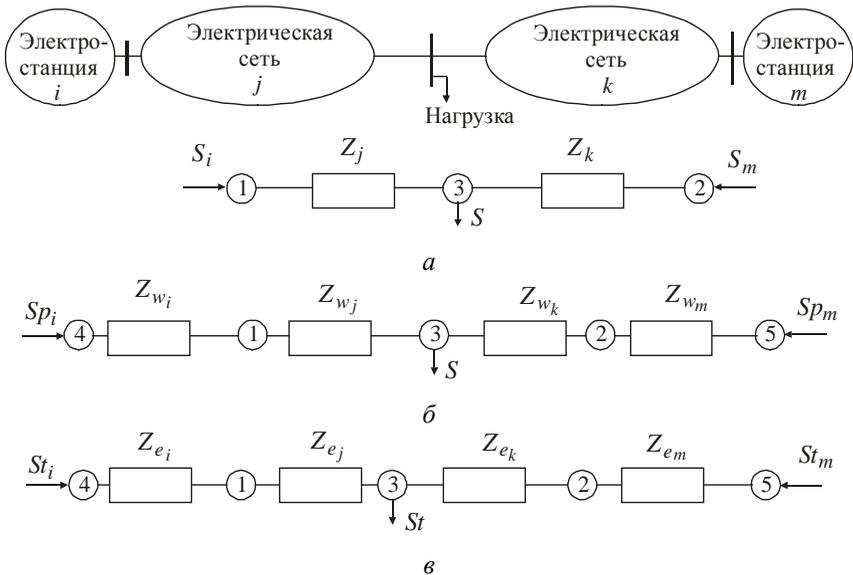


Рис. 11.8. Представление фрагмента ЭЭС в виде электрической (а), энергетической (б) и экономической подсистем (e)

Из (11.16) – (11.18) видно, что коррекция в традиционной постановке задачи оптимизации режимов ЭЭС фактически сведется к расчету, масштабированию и корректировке матрицы проводимостей (со-

противлений). В табл. 11.2 дана постановка задачи оптимизации режимов ЭЭС для электрической, энергетической и экономической подсистем и указаны практические задачи, при решении которых целесообразно применять те или иные модели.

Расчеты режимов ЭЭС по описанным моделям могут производиться как для отдельных подсистем (электрической, энергетической и экономической), так и одновременно по всем системам, поскольку электрический эквивалент позволяет единообразно учитывать в расчетах все названные подсистемы. Учет энергетической и экономической подсистем обеспечивается дополнением матрицы сопротивлений блоками, учитывающими «энергетические» и «экономические» сопротивления. Это позволяет модифицировать уравнения состояния ЭЭС, сохранив вычислительную схему хорошо разработанных оптимизационных алгоритмов для решения новых задач.

11.4. Структурная модель адресных потоков и потерь мощности с использованием электрического эквивалента

Назовем общую модель расчета режимов АСМ (адресная стоимость мощности).

Сформулируем общие требования к структурной модели адресного расчета стоимости потоков и потерь мощности и энергии (рис. 11.9) [11].

- Структурная модель системы должна учитывать технологические, экономические и коммерческие особенности объекта расчета, что влияет на блоки модели АСМ.
- Структурной модели системы ставится в соответствие адекватная электрическая модель, которая содержит эквивалентные узлы нагрузки и генерации и ЛЭП с учетом хозяйственных связей. Для решения этой задачи создается блок «система» (блок 1).
- Предусматривается специальное эквивалентирование параметров схемы замещения системы – блок «эквивалентирование схемы». Она основана на замене характеристик электростанций и СП их электрическим эквивалентом (блок 2).
- Вычисление эквивалентных параметров требует проведения специального вычислительного эксперимента. Это одна из задач блока «эксперимент» (блок 9).

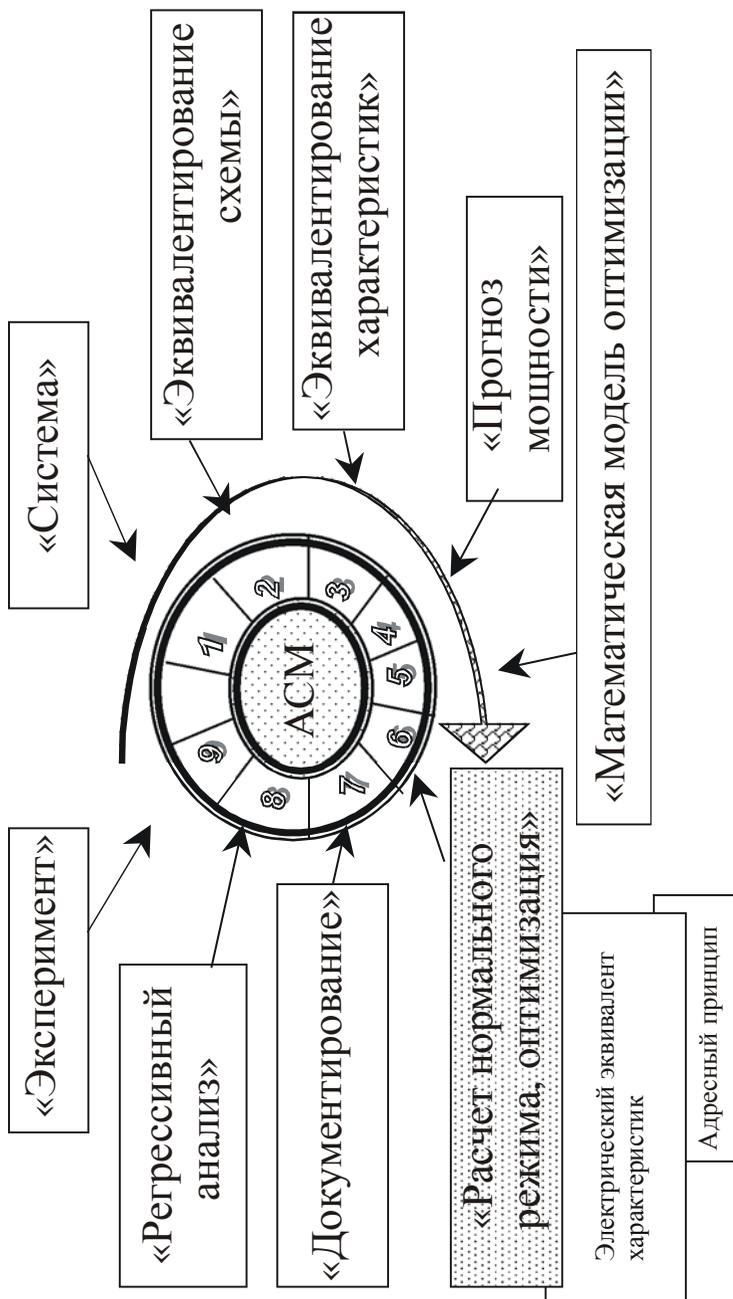


Рис. 11.9. Схема комплексной модели АСМ – адресной оценки стоимости поголов и потерь мощности

- Характеристики энергетических объектов (электростанций, энергосистем, сетевых предприятий) могут иметь различный вид и координаты, что определяется содержанием задачи и критерием оптимизации. Предусматривается блок «эквивалентирование характеристик» (блок 3).

- Исходная информация по мощностям станций и нагрузкам потребителей представляется по узлам системы с использованием ранговых и временных моделей прогнозирования (см. гл. 12). Расчет ведется в блоке «прогноз мощности» (блок 4).

- Математическая модель задачи может различаться. Для этого предусматривается блок «математическая модель оптимизации» (блок 5).

- Ядром расчетов является блок «расчет нормального режима системы, оптимизация» (блок 6). Этот блок связывает все предшествующие. Следовательно, любая рассматриваемая задача должна быть поставлена в соответствие требованиям расчета нормального режима электрической системы. Могут рассчитываться допустимые, оптимальные и принудительные (при заданном энергетическом балансе) режимы.

- Результаты расчетов по разнообразным задачам выдаются в жестких формах в специальном блоке «документирование» (блок 7). Задач адресного содержания очень много, параметры режима разнообразны, поэтому для пользователя необходимо выдавать их в виде документа постоянной структуры, что является необходимым условием восприятия информации.

- Отдельно имеется блок обобщения данных – «регрессионный анализ» (блок 8). Этот блок связан с другими блоками и необходим для обобщения расчетных данных, получаемых в других блоках.

Предусматривается выполнение экспериментальных расчетов, потребность в которых определяется названными выше задачами. Необходим блок «эксперимент» (рис. 11.9, блок 9). В нем может учитываться и случайный характер исходной информации по заданной модели.

Все перечисленное выше показывает, что для решения поставленной задачи расчета режима системы и получения адресных оценок требуется использование в комплексе блоков, поэтому модель названа нами комплексной.

Модель АСМ позволяет выполнять расчеты с учетом параметрических свойств режимных параметров: для максимальной, средней и любой рабочей мощности; для резервных мощностей; для реактивных мощностей; для уровней напряжений.

Модель включает совокупность блоков отдельных этапов расчета, которые алгоритмически связаны в единое целое. Структурно АСМ включает девять моделей. Итак, модель АСМ дает картину развития алгоритма расчета нормальных режимов при учете энергетических и стоимостных параметров системы. Она отражает те позиции и принципы, которые, по нашему мнению, имеют общий характер, и позволяет решать различные прикладные задачи адресного определения потоков и потерь мощности и их стоимости в энергосистемах и сетевых предприятиях.

Отличие алгоритма АСМ от алгоритмов оптимизации режимов системы, известных по разработкам ВНИИЭ, СЭИ [1, 2]. Алгоритмы оптимизации режима ЭЭС ВНИИЭ, СЭИ были широко внедрены, и многие научные и практические задачи решались с их использованием. Расчеты обычно разбивался на две части:

- оптимизация режима по активной мощности станций (с учетом потерь и ограничений по сети);
- оптимизация режима электрической сети.

При этом минимизируется целевая функция, состоящая из двух частей.

Оптимизация режима электростанций системы по критерию

$$F_1 = \sum_{i=0}^n \Pi_i B_i ,$$

где Π_i – цена тонны условного топлива на i -й станции; B_i – расход топлива на i -й станции.

Оптимизация режима сети по критерию

$$F_2 = \Delta P .$$

Оптимальный режим соответствовал минимуму целевой функции

$$F = F_1 + F_2 \Rightarrow \min . \quad (11.19)$$

Методика оптимизации заключалась в последовательном проведении цикла итераций. В каждом цикле выполнялся расчет для заданной мощности станций и при известных мощностях – для установившегося режима сети. Расчет заканчивался после выполнения сходимости обоих процессов.

Такой подход был реализован и активно использовался в промышленных программах. Алгоритмы расчета отличались составом независимых переменных, влияющих на целевую функцию (активные мощности станций или модули и фазы напряжений), и методами оптимизации.

Алгоритмы расчета имели ряд сложностей. Требовалось масштабирование функций F_1 и F_2 . Усложнялся алгоритм расчета в результате его деления на две части и нарушалась сходимость процесса.

В современных условиях в такой постановке алгоритм не позволяет учесть стоимость потоков и потерь мощности и их адресность. Использование критерия минимума затрат на условное топливо не позволяет учесть некоторые величины (цены, удельные расходы натурального топлива и затраты на транспорт по сети), в результате нарушается принцип адресности. В настоящее время эти алгоритмы в прежней постановке не используются.

Принятые положения в алгоритме АСМ. В алгоритме АСМ приняты определенные положения, которые устраняют названные выше недостатки.

Первое положение. При оптимизации режимов ЭЭС предлагается в качестве функции оптимизации принять потери активной мощности по системе в целом, состоящие из потерь активной мощности в сети и потерь активной мощности на станции:

$$\Phi = \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{сети}} . \quad (11.20)$$

Потери активной мощности в сети представляются в любой обобщенной форме. Они могут быть определены суммированием мощностей всех узлов, включая балансирующий, с учетом знака. Потери мощности на станции вычисляются по выражению $\Delta P = P_{\text{под}} - P$, и они могут быть представлены функциями узловых напряжений. Это устраняет все недостатки оптимизации по целевой функции $F = F_1 + F_2$.

Предложенная модель дает возможность применять единый критерий комплексной оптимизации – минимум потерь активной мощности по системе в целом, что позволяет находить оптимальное распределение как активной, так и реактивной мощности.

Генераторный узел можно трактовать как мощность, протекающую по фиктивной проводимости $Y_{ст}$. Такое представление идентично представлению нагрузки активной проводимостью

$$G_{сти} = \frac{\Delta P_i}{U_i^2}.$$

Станция также может быть представлена некоторой ЭДС и сопротивлением

$$R_{сти} = \frac{U_i^2 \Delta P_{сти}}{P_i^2}.$$

Таким образом, граф электрической сети расширяется и электростанции в нем представляются как элемент сети – либо дополнительными ветвями, либо шунтами на землю.

Второе положение. В современных условиях изменился критерий оптимизации и требуется индивидуальная оценка стоимости производства и транспорта электроэнергии. Это потребовало дополнительного расширения графа электрической сети. В нашем случае дополнительными элементами являются сопротивления.

Третье положение. Требование адресной оценки стоимости потоков и потерь мощности в узлах и ветвях выполняется при использовании соответствующих методов расчета нормальных режимов сети.

Заключение по главе 11

Модель электрического эквивалента разработана теоретически, и ее работоспособность и преимущества показаны экспериментальными вычислениями. Результаты позволяют сказать, что она может использоваться для расчетов режимов системы с учетом современных требований электроэнергетического рынка. По своим алгоритмическим воз-

возможностям она имеет ряд существенных преимуществ перед теми моделями, которые сейчас применяются.

Вопросы для самопроверки

1. *Что такое электрический эквивалент энергетических параметров станций?*
2. *Что такое электрический эквивалент ценовых параметров станций сетевых предприятий?*
3. *Как электрический эквивалент учитывается при моделировании схемы системы?*
4. *Какие преимущества дает использование электрического эквивалента при расчете нормального режима системы?*
5. *Как осуществляется расчет нормального режима системы с использованием традиционного аппарата?*
6. *Какие преимущества имеет эта модель по сравнению с традиционной?*
7. *Как определить величину электрического эквивалента энергетической характеристики станции?*

ГЛАВА 12

МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЭС

Основы прогнозирования. ≈ Статистическое моделирование. ≈ Модели долгосрочного прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки электроэнергетических систем с учетом особенностей их функционирования на электроэнергетическом рынке. ≈ Методика расчетов прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки на примере АО энерго с упреждением на год. ≈ Прогнозирование графика нагрузки ЭЭС. ≈ Статистические модели графика нагрузки ЭЭС

12.1. Основы прогнозирования

Прогнозы играют значительную роль в составлении планов управления режимами. Чем точнее прогноз, тем качественнее весь процесс управления. Для управления режимами нужны разнообразные прогнозы: технические, экономические, метеорологические. Но главное значение имеют прогнозы электропотребления и графиков нагрузки потребителей. Потребитель определяет требования к энергоснабжению, и от них зависят решения по управлению производством.

Прогнозирование всегда предполагает изучение объективных процессов. При устойчивых тенденциях функционирования объекта управления прогнозы основаны на изучении прошлого поведения и прогнозирование строится на основе генетических подходов. Предвидимое явление или процесс имеют свои истоки в прошлом, свое происхождение – генезис. Генетический подход реализуется в основном

через экономико-математические модели эконометрики, которые в энергетике широко распространены.

В настоящее время во многих случаях нет достаточно качественной информации о прошлом поведении. Спад производства, низкие темпы развития, изменение принципов хозяйствования полностью изменили тенденции поведения потребителей. Статистические данные, накопленные за период существования СССР, утратили свою правомерность, а это привело к изменению методов и принципов прогнозирования в энергетике. Так, для задач развития сейчас используется сценарный подход в сочетании с экспертными оценками. Но в эксплуатации по-прежнему широко распространены эконометрические модели. Применяются также различные эвристические подходы. Придавая большую важность прогнозам в вопросах управления режимами, приведем ниже некоторые модели. Особенно разнообразны эвристические модели. В них существенное значение имеют опыт и интуиция человека. В каждой энергосистеме есть свой арсенал методов прогнозирования, и не имеет смысла их обобщать. Те методы, которые приведены ниже, являются достаточно распространенными, но это не охватывает всю проблему прогнозирования в энергетике. Дадим только краткие сведения о методах и подходах к прогнозированию, которые часто используются в рассматриваемых задачах. Конечно, арсенал методов значительно шире, в том числе и применяемых в энергетике.

Прогнозирование с использованием временных рядов. Поскольку временные ряды широко используются, приведем краткие теоретические сведения. При использовании временных рядов процесс исследуется в зависимости от времени. Наблюдение за процессами, изменяющимися во времени, дает временной ряд $Y(t_1), Y(t_2), Y(t_3), \dots, Y(t_n)$. Временной ряд чаще всего представляется в виде трех составляющих:

$T(t)$ тренд – устойчивое систематическое изменение за период ретроспекции;

$S(t)$ – периодическая составляющая, которая дает колебания относительно тренда. Часто периодические колебания объясняются сезонностью, и эту составляющую называют сезонной;

$U(t)$ – случайная нерегулярная компонента.

Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид

$$Y(t) = T(t) + S(t) + U(t). \quad (12.1)$$

Достоверность модели зависит от правильного статистического анализа. Большое значение имеет выбор периода ретроспекции. В эксплуатационных условиях период ретроспекции меняется от месяца до года или нескольких лет. Модель временного ряда, полученная по статистике периода ретроспекции, оценивается по статистическим критериям и по погрешности. Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонент модели и др. Увеличение интервала наблюдений не всегда сопровождается повышением точности, так как данные стареют. Слишком короткий ряд может неправильно характеризовать процесс. Подбор функций ряда должен проверяться по погрешностям. Необходимо выбирать наиболее точные функции. Выбираются функция тренда, число значимых гармоник для сезонной составляющей, подбирается по возможности и модель случайной составляющей.

Прогноз на момент времени $(t + \Delta t)$ определяется как

$$Y(t + \Delta t) = T(t + \Delta t) + S(t + \Delta t) + U(t + \Delta t). \quad (12.2)$$

Выделение составляющих временного ряда. Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса. При выделении тренда производится сглаживание ряда за счет осреднения данных на нескольких интервалах времени. Если рассматривается годовой период, то, например, суточные данные можно усреднять на месячных интервалах. Если рассматривается многолетний период, то можно усреднять данные по годам. Осреднение позволяет оценить основную тенденцию процесса. Функция тренда подбирается с помощью полиномиальной регрессии. Коэффициенты регрессии подбираются с использованием метода наименьших квадратов. Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

После выделения тренда остатки имеют вид

$$V(t) = S(t) + U(t). \quad (12.3)$$

Из остатков выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить с использованием ряда Фурье, т. е. синусоидальными и

косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая

$$S(t) = \sum A_i \cos(\omega_i, t) + \sum B_i \sin(\omega_i, t), \quad (12.4)$$

где A_i, B_i – искомые коэффициенты; i – номер гармоники.

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки $U(t)$, которые характеризуют стационарный случайный процесс и в общем случае складываются из колебаний, которые поддаются описанию $I(t)$, и случайных $\varepsilon(t)$, которые не поддаются описанию. Компонента $I(t)$ может рассматриваться как авторегрессия

$$I(t) = a_1 I(t-1), a_2 I(t-2), \dots, a_k I(t-k). \quad (12.5)$$

Погрешности прогноза. Прогноз – это применение модели для неизвестного будущего. Если модель правильно отражает будущее, то погрешности примерно равны погрешностям модели. Если будущее отличается от прошлого, то погрешности возрастают. Оценить точность прогноза временного ряда можно, применяя инверсную верификацию – экстраполяцию назад. В этом случае определенное число данных последнего периода наблюдений исключается из подбора модели. Затем, составляя прогноз на этот период с использованием модели и сравнивая его с данными этого периода, определяют погрешность. Но действительная погрешность рассчитывается при применении модели в реальных условиях. Оцениваются абсолютные погрешности

$$\Delta Y = Y_{\text{факт}}(t) - Y_{\text{прогн}}(t) \quad (12.6)$$

и среднеквадратичные

$$\sigma = \frac{1}{n} \sqrt{\left(y_i - Y_{\text{факт},i} \right)^2}, \quad (12.7)$$

где $Y_{\text{факт},i}, Y_i$ – фактическое и прогнозируемое значения величины, $n = 1, 2, \dots, i$ – число точек сравнения. Если погрешности выше допу-

стимых для практических расчетов, то модель недостоверна. Модель временного ряда должна систематически уточняться по мере накопления новых данных.

Регрессионные модели прогнозирования Остановимся на содержании регрессионного анализа. В регрессионном анализе рассматривается связь между одной переменной, называемой зависимой переменной или функцией отклика, и одной или несколькими другими переменными, называемыми независимыми переменными или воздействующими факторами. Эта связь представляется в виде математической модели, задаваемой некоторым аналитическим выражением, называемым уравнением регрессии.

Иными словами, существует некоторая зависимость между случайными величинами X и Y , которую математически можно выразить так:

$$M(Y/X) = f(X), \quad (12.8)$$

где $M(Y/X)$ – условное математическое ожидание Y при фиксированном значении X .

Так как при вычислении Y фиксируется определенное значение X , то эта величина уже не случайная. Уравнение $Y = f(X)$ и является уравнением регрессии. В качестве примечания можно отметить, что уравнение множественной регрессии в общем виде выглядит следующим образом:

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_n). \quad (12.9)$$

Выборочным уравнением регрессии Y на X называется уравнение

$$\overline{Y}_X = f^\circ(X), \quad (12.10)$$

где $f^\circ(X)$ – выборочная регрессия Y на X . График этой линии называется выборочной линией регрессии Y на X .

Подбор уравнения регрессии – это специальная процедура регрессионного анализа.

Такой анализ широко применяется по двум причинам:

- описание зависимости между переменными помогает установить наличие возможной причинной связи;

- с помощью уравнения регрессии можно предсказывать значения зависимой переменной по значениям независимых переменных.

Регрессионный анализ давно применяется на практике. Имеются уравнения регрессии, связывающие затраты с техническими параметрами ЛЭП или потери с классом напряжения сети. Известна зависимость потерь с потоками мощностей через СП и др. Этот подход особенно продуктивен, когда имеется физическая связь между рассматриваемыми параметрами, например, связи «потери мощности – активная мощность сети», «потери мощности – активная и реактивная мощность», «потери от транзита мощности – величина транзита».

Приведем пример. Можно попытаться установить регрессионную зависимость между потерями энергии в распределительной сети и числом подключенных трансформаторных пунктов. Первоначально нужно определить, какие распределительные сети будут использоваться для получения статистических данных (скажем, сети, имеющие 100, 200 и 300 трансформаторных пунктов). Очевидно, что потери в сети могут иметь разное значение при одном и том же числе трансформаторов. Поэтому сетей с одинаковым числом трансформаторных пунктов должно быть несколько, и они по возможности должны представлять все различные типы потребления энергии. Пусть y_i – потери энергии в сети с номером i , n_i – число трансформаторов в сети с номером i , тогда пары точек (n_i, y_i) будут служить исходными данными для определения регрессионной связи

$$y = b_0 + b_1n + b_2n^2 + \dots + b_mn^m. \quad (12.11)$$

Чем более высокий показатель степени будет использован в уравнении регрессии, тем, как правило, более точное решение можно получить. Рассмотренный пример касается простейшего случая – регрессионной зависимости от одного фактора. Аналогичный подход может быть применен для исследования регрессионной зависимости от двух и более факторов.

Представляется, что возможно дальнейшее развитие этого подхода.

Вероятностные методы Широкое использование теории вероятностей объясняется тем, что параметры режима ЭЭС, в первую очередь нагрузки узлов, зависят от факторов, многие из которых имеют случайный характер (температура окружающего воздуха, количество подключенных электроприемников

и т. п.). Поэтому процесс изменения нагрузки является совокупностью реализаций случайного процесса и не обладает свойствами стационарности и эргодичности, т. е. это сложный стохастический процесс.

Вероятностные методы применяются при исследовании задачи. В эксплуатационной практике они в полном виде пока не используются. Объясняется это отсутствием достоверных законов распределения вероятностей случайных величин. Но в настоящее время они востребованы.

Эвристические и экспертные методы

Не давая их изложения, отметим, что на всех временных стадиях управления режимами применяются разнообразные эвристические методы. Так, при перспективном прогнозировании, когда факторов неопределенности много и они важны для результатов, используются методы международных сравнений, экспертного анализа, технологический метод. При краткосрочном прогнозировании их очень много, и они определяются взглядами и опытом разработчиков.

По мере изложения конкретных вопросов будут даваться и сведения о методах прогнозирования.

12.2. Статистическое моделирование

В наш век компьютеризации управления имеется возможность широко использовать математические методы прогнозирования. Однако и сейчас в практике преобладают методы, основанные на интуиции и инженерном опыте. В автоматизированных системах энергетики накоплены громадные массивы данных. Имеются инструментарии расчетов, обладающие широкими возможностями (Excel, Statistic, и др.). Все это позволяет широко применять методы статистического анализа. Но при этом необходимо большое внимание уделять корректности их применения. Если статистический анализ проводится без достаточного обоснования методики, то и модели и прогнозы будут иметь большие погрешности.

Остановимся на основных положениях статистического анализа, которые являются базовыми в рассматриваемой задаче:

Горизонт планирования. Горизонт планирования определяет природу процессов. Например, природы процессов электропотребления

для многолетнего, годового и суточного горизонтов совершенно различны. Для многолетнего горизонта важное значение имеют факторы макросреды (экономики государства, состояния техники, цен на нефть, социальных условий), для годового – факторы микросреды в отрасли (конкуренции, тарифов), для суток главное значение имеют внутренние факторы потребителей и внешние, влияющие на них. В целом можно сказать, что для суточного горизонта задача моделирования электропотребления и мощности графика нагрузки зачастую является более сложной, чем, например, для годового упреждения.

Методы статистического моделирования процессов. В настоящее время применяются разнообразные статистические методы моделирования.

Если учесть особенности энергетики – случайную природу процессов электропотребления, совпадение производства и потребления электроэнергии на электронном уровне, – то модели прогнозирования будут *сочетать статистические и эвристические методы*. Только грамотное сочетание этих методов позволяет получить достаточно достоверный прогноз. Наибольшее распространение имеют методы экстраполяции решений, полученных по статистическим моделям.

Статистический анализ проводится по следующей схеме. Необходимо отметить, что для каждого объекта требуется выполнять *индивидуальное исследование по названным вопросам*.

- Формирование выборки статистической информации из массива данных.
- Приведение данных к однородным свойствам.
- Группировка данных по структурным свойствам процесса.
- Изучение динамики процесса.
- Выбор периода ретроспекции.
- Устранение скачков за период ретроспекции.
- Ввод дополнительной информации для повышения достоверности и разработки статистической модели.

Формирование выборки статистической информации из массива данных. Точность прогноза зависит от базы наблюдений. Увеличение базы не всегда ведет к повышению точности. Короткий ряд наблюдений не позволяет применять законы статистики. Таким образом, существует оптимальная длина периода наблюдений, которая индивидуаль-

на для показателей различного вида и процессов их изменения. Задача решается подбором при анализе видов данных о прошедших режимах. Процесс данных определяет период ретроспекции, состав и группировку информации.

Продолжительность периода ретроспекции прямо связана с погрешностями моделей. При выборе прогнозной модели очень важен вопрос об оптимальном периоде ретроспекции. Применение статистических методов предполагает наличие некоторого минимального числа наблюдений. Это число в свое время даже регламентировалось стандартами. Например, для оценивания закона распределения необходимо иметь число отсчетов с суточной дискретностью, по крайней мере, за месяц. Для целей прогнозирования соотношение интервалов упреждения и ретроспекции должно быть как минимум 1 к 3. По данным наблюдений за 1 месяц, опасно прогнозировать далее, чем на декаду (если нет другой, дополнительной априорной информации). С другой стороны, известно, что использование слишком длинного периода ретроспекции может ухудшить точность прогноза, особенно в условиях динамично изменяющегося процесса.

12.3. Модели долгосрочного прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки электроэнергетических систем

Важнейшим вопросом успешного бизнеса энергетических предприятий на рынке является прогнозирование сбыта и покупки электроэнергии и определение коммерческих результатов деятельности на перспективу от суток до нескольких лет. Уже говорилось, что электроэнергетика характеризуется вероятностными процессами потребления электроэнергии и мощности. Множество случайных и неопределенных факторов влияет на потребление электроэнергии. Даже с небольшой заблаговременностью до суток невозможно точно предвидеть объем электропотребления. Тем более это невозможно при длительных периодах. Появляются большие риски в результатах текущей хозяйственной деятельности, в инвестиционных проектах, в перспективах развития энергетики, в коммерческих результатах.

Торговля электроэнергией на региональном и оптовом рынках включает три сектора, определяющих объем производства/потребления электроэнергии (рис. 12.1): сектор долго- и среднесрочных двусторонних договоров, сектор на сутки вперед, балансирующий сектор. Договор или любые соглашения не могут отражать реальные объемы покупки-продажи и всегда имеют случайную составляющую.

Кроме указанных трех секторов рынка электроэнергии, может вводиться рынок мощности (или плата за мощность), что позволяет учитывать не только объем потребления, но и его режим во времени, рынок резервов мощности, рынок различных услуг, например системного управления, и др. Все они требуют соответствующей информации по электропотреблению и мощности нагрузки.

Сейчас на оптовом уровне успешно функционирует рынок «на сутки вперед» – рынок электроэнергии и мощности. Ежедневно и одновременно для каждого часа следующих суток проводится аукцион предложений электроэнергии и ценовых заявок продавцов и покупателей. Аукцион определяет: равновесную цену на электроэнергию, принятые рынком объемы продажи и покупки электроэнергии на каждый час следующих суток. Прогнозы электроэнергии и мощности имеют кардинальное значение в принятом решении. Точное решение получить невозможно. Неточная заявка на продажу или покупку отражается в первую очередь на финансовых результатах. Субъекты платят за объем и отклонения объемов покупки. Дополнительные затраты на неточность прогнозов составляют ежедневно 0,2...7 % и более общих затрат, даже на рынке «на сутки вперед». Естественно, они будут большими при более длительных временных периодах. Отклонения фактического объема полезного отпуска (ПО) от величины, заложенной в балансе, сказывается и на доходах АО энерго и ценах на розничном рынке. Изменяется выручка – меняются тарифы.

Методы прогнозирования электропотребления и нагрузки зависят от заблаговременности. Это связано с возможностью получения достаточно достоверных прогнозов. Различают следующие периоды:

- перспективные – до нескольких лет;
- текущие – до года;
- оперативные – до нескольких суток.

Прогнозы используются для различных целей. На рис. 12.1 приведен пример коммерческого использования прогнозов.

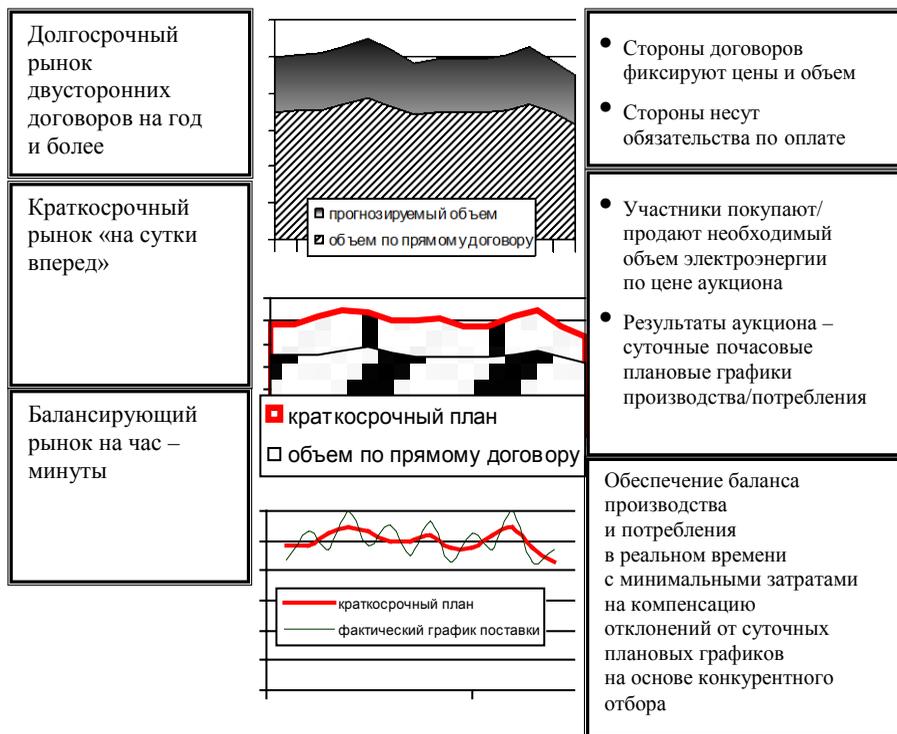


Рис. 12.1. Секторы рынка по поставкам/потреблению электроэнергии

Целевое управление ЭЭС

Прогноз всегда базируется на определенных целях его использования.

Прогноз для технического воздействия на объект управления определяется целями электроснабжения потребителей и выполнением их требований к бесперебойности, надежности, качеству и экономичности. При техническом управлении планируются закупки топлива, проведение капитальных ремонтов, реконструкция и модернизация оборудования, развитие производства, и для этих задач достаточна достоверность прогнозов до 10 %.

Экономические цели управления направлены на определение эксплуатационных издержек производства на предприятиях. Минимизация издержек производства повышает конкурентоспособность ЭЭС на рынке, поскольку основные рыночные механизмы зависят от цен на товар. Здесь большую роль играют прогнозы для годовых и больших

периодов. Решаются задачи организации управления, технико-экономического планирования, финансовой деятельности, разработки инвестиционных проектов. Достоверность прогнозов может составлять 10...20 %.

При коммерческом управлении целями являются наиболее выгодные *принципы торгово-денежных отношений предприятий* системы на отраслевом рынке. При этом определяются объемы производства, цены на товар и услуги. Необходимо иметь прогнозы для каждого сектора рынка и для различных по времени периодов упреждения. *Коммерческие цели – это действия по успеху на рынке.* Необходимо знать ключевые факторы успеха, конкурентные преимущества, действия в конкурентной борьбе, маркетинговые мероприятия и др. Следовательно, задачи, при которых рассчитываются объемы поставок электроэнергии и мощности на рынок многообразны, и модели прогнозирования играют важнейшую роль во всех видах деятельности предприятия на рынке. К достоверности финансовых отношений предъявляются очень жесткие и часто невыполнимые требования. Требуется точное предсказание покупки или продажи. В практике считается, что погрешности прогнозов не должны превышать 2...3 %. Прогнозы электропотребления и мощности нагрузки являются базовой информацией успешной деятельности по всем целям и особенно для коммерческой деятельности. Имеющиеся технические системы управления приспособлены к учету случайных и неопределенных факторов.

Для модели любого прогноза необходимо выполнить ряд разработок (рис. 12.2).

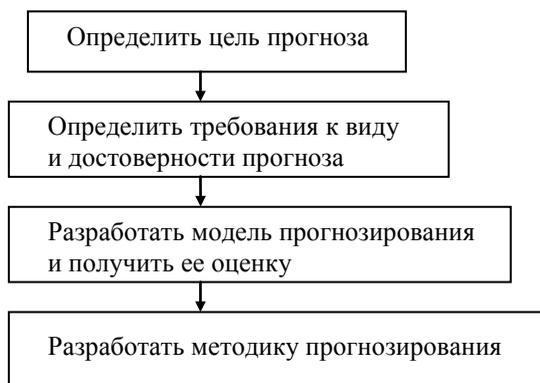


Рис. 12.2. Схема разработки модели прогнозирования

Случайные факторы, влияющие на объем и режим электропотребления. Наиболее значительно случайные факторы влияют на оперативные балансы мощностей, которые составляются для интервалов времени t от нескольких минут до нескольких суток и затем по ним рассчитывается баланс электроэнергии.

Рассмотрим пример баланса мощностей для тепловой ЭЭС, в которой имеются только ТЭЦ и есть дефицит мощности. По активной мощности баланс имеет вид

$$\sum_j P_{jt} \pm \sum \Delta P_{jt} = \sum_i P_{ТЭЦti} + \sum_m \Delta P_{jt} \pm P_{\text{опт}} \pm \Delta P_{\text{опт}}. \quad (12.12)$$

Поскольку ТЭЦ работают в вынужденном режиме по тепловому потреблению с мощностями $\sum P_{ТЭЦti}$, неопределенность информации о нагрузке $\sum \Delta P_{jt}$ влияет на объем покупки на оптовом рынке ФОРЭМ $P_{\text{опт}}$ на величину $\Delta P_{\text{опт}}$. Если изменение мощности нагрузки влияет на режим ТЭЦ и сетевых предприятий (СП), то уравнение баланса будет иметь вид

$$\sum_j P_{jt} \pm \sum_j \Delta P_{jt} = \sum_i P_{ТЭЦti} \pm \sum_j \Delta P_{ТЭЦjt} + \sum_m \Delta P_{jt} + P_{\text{опт}} \pm \Delta P_{\text{опт}}. \quad (12.13)$$

Электропотребление всех потребителей в определенной мере подвержено влиянию неопределенных факторов. Наибольшее значение имеют:

- технология потребления, которая зависит от особенностей работы электроприемников в процессе производства. Имеются электроприемники со стабильным и переменным режимами. Их режим зависит от множества производственных особенностей и всегда имеет случайную составляющую электропотребления;
- метеорологическая обстановка, которая влияет на объем и режим электропотребления. Осветительная нагрузка зависит от облачности и светлого времени суток, температура наружного воздуха влияет на отопительную нагрузку, влажность – на потребление в сельском хозяйстве, скорость ветра – на движение электрифицированного транспорта;
- качество электроэнергии по частоте и напряжению. Качество влияет на потери в электрических сетях, на потребление многих электроприемников.

Применяя самые разнообразные методы прогнозирования, нельзя «угадать» точно влияние различных случайных факторов [5, 6, 7]. Их влияние обычно учитывается в совокупности. Для различных временных периодов составления энергетических балансов при эксплуатации ЭЭС точность прогнозов электрической нагрузки меняется в пределах 1...25 %. Соглашения о величине покупной (проданной) электроэнергии с такими погрешностями приводит к «штрафам» и существенным погрешностям в определении величины эксплуатационных издержек.

Случайные составляющие $\sum_j \Delta P_{jt}$, $\sum_j \Delta P_{TЭЦjt}$, $\Delta P_{опт}$ по своей величине неравноценны. Ориентировочно их изменение составляет:

$$\begin{aligned}\sum_j \Delta P_{jt} &= 3...15 \%, \\ \sum_j \Delta P_{TЭЦjt} &= 0,3...1 \%, \\ \Delta P_{опт} &= 3...20 \%.\end{aligned}$$

Разрабатывая модели прогнозирования, необходимо четко определить состав факторов неопределенности, которые будут учитываться. В большинстве случаев это небольшое число факторов, поскольку имеются большие трудности их моделирования.

Математические модели прогнозирования электропотребления. Если для технических систем модели и методы основаны на классических математических принципах управления режимами, то в настоящих условиях широко применяются эвристические методы, причем они разрабатываются инженерами-практиками. Особенно широко применяются упрощенные формы экспертного анализа. Человек, взвешивая ситуацию, принимает решение о воздействии на систему случайных факторов на основе своего опыта и интуиции. Однако «цена угадывания» может быть значительной для коммерческих результатов. Наиболее рациональным является сочетание математических и эвристических методов, поскольку практика показывает, что применение различных математических методов не обеспечивает высокой точности без активного участия ЛПР (лица, принимающего решение).

Формальные модели прогнозирования электропотребления исследованы достаточно полно. Модели из семейств ARIMA (процесс авторегрессии интегрированного скользящего среднего) и GARCH (обобщенный авторегрессионный процесс с условной гетероскедастично-

стью) были опробованы, например, на испанском и норвежском рынках. Известны модели, основанные на использовании нейронных сетей, в применении к австралийскому рынку и рынку Уэльса. Заметим, что ARIMA-модели и нейронные сети обычно применялись на электроэнергетических рынках для прогнозирования будущих нагрузок и продемонстрировали неплохие результаты. Использовались и другие методы, например преобразование Фурье и стохастическое моделирование. ARIMA-процессы – это класс стохастических процессов, используемых для анализа временных рядов. Применение ARIMA-методологии к анализу временных рядов было предложено Боксом и Дженкинсом, В GARCH-моделях предполагается, что временной ряд не инвариантен, т. е. слагаемое ошибки имеет ненулевое среднее и дисперсия нетривиально зависит от прошлых состояний и развивается во времени. Достаточно полного исследования о сравнительных достоинствах различных математических моделей нет, но можно сказать, что наиболее широко применяются методы эконометрики и есть множество работ с использованием временных рядов и регрессионных зависимостей, где и показана их эффективность. Временные ряды получили широкое распространение и потому, что аргументом функции электропотребления является только время. Но погрешности прогнозирования достаточно большие, и сейчас ведутся работы по применению методов, в которых учитываются факторы случайного воздействия на электропотребление.

Для определения периода ретроспекции необходимо установить требования к модели (табл. 12.1).

Таблица 12.1

Требования к выделению периода ретроспекции

Прогнозируемый параметр	Требования к прогнозу	Особенности моделирования
Электропотребление в долгосрочном периоде ($\mathcal{E}_{\text{год}}$, $\mathcal{E}_{\text{мес}}$)	Необходимо учитывать: <ul style="list-style-type: none"> • тренд, • сезонную годовую волну 	<ul style="list-style-type: none"> • Учет тренда возможен только при периоде ретроспекции в несколько лет • Сезонная волна более точно подбирается в годовом разрезе • Минимальное количество наблюдений – 24 месяца

Окончание табл. 12.1

Прогнозируемый параметр	Требования к прогнозу	Особенности моделирования
Электропотребление в среднесрочном периоде ($\mathcal{E}_{\text{сут}}$)	Необходимо учитывать: <ul style="list-style-type: none"> • сезонную волну, • недельную волну, • характерные дни (рабочие, выходные, праздничные и др.) 	<ul style="list-style-type: none"> • Сезонная волна может быть подобрана только в годовом разрезе • Тенденции внутри сезона могут быть учтены при периоде ретроспекции не менее 30 суточных значений и не менее 14 значений на границах сезона

12.4. Методика расчетов прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки на примере АО энерго с упреждением на год

Общие положения, изложенные в предыдущем разделе, требуют применения определенной методики. Дадим ее для реального объекта.

Прикладные задачи прогнозирования решаются на основе реальных статистических данных, в которых отражаются многие особенности процессов электропотребления. В определенной мере все модели индивидуальны. В настоящем разделе приводится пример прикладной методики, которая разработана для АО Новосибирскэнерго для задач прогнозирования электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС. Расчеты выполнялись по статистическим данным с часовой дискретностью за три года (2002 – 2006).

Долгосрочное прогнозирование графиков нагрузки ЭЭС

Статистические данные. Известны два пути статистического моделирования графиков нагрузки. Первый – график моделируется полностью. При этом определяются статистические типовые графики, а затем эксперт вносит в них поправки. Типизация графиков не всегда дает хороший результат по погрешностям, и ведутся поиски других подходов. Второй путь – моделируются характерные параметры графика и зоны их возможного состояния.

Статистические данные. Известны два пути статистического моделирования графиков нагрузки. Первый – график моделируется полностью. При этом определяются статистические типовые графики, а затем эксперт вносит в них поправки. Типизация графиков не всегда дает хороший результат по погрешностям, и ведутся поиски других подходов. Второй путь – моделируются характерные параметры графика и зоны их возможного состояния.

Модели прогнозирования. Принимаются в совокупности временная, регрессионная и экспертные модели. Временная модель применяется для прогнозирования электропотребления и конфигурации графика нагрузки, регрессионные модели – для связей между характерными параметрами графика нагрузки и для моделирования поправок на метеоусловия, экспертные – для внесения корректирующих поправок на реальную обстановку в статистический прогноз.

Модель графика нагрузки (ГН) включает поле изменения нагрузок и конфигурацию графика нагрузки (рис. 12.3). Условные обозначения на рисунках: суточное электропотребление $\mathcal{E}_{\text{сут}}$, электропотребление для характерных внутрисуточных периодов (для периода ночного и дневного провала нагрузки, периода дневного и вечернего максимума нагрузки) $\mathcal{E}_{\text{ночн.}}$, $\mathcal{E}_{\text{дневн.пров.}}$, $\mathcal{E}_{\text{утр.мах.}}$, $\mathcal{E}_{\text{вечерн.мах.}}$, максимальных нагрузок (для утреннего и вечернего максимума), $P_{\text{утр.мах.}}$, $P_{\text{вечерн.мах.}}$, минимальной нагрузки P_{min} , время характерных периодов электропотребления $t_{\Delta i}$ (i – номер), времени характерных нагрузок t_{pi} . Характерные показатели представляются в виде $X = X \pm \Delta X$, причем ΔX – определяется как предельная, среднеарифметическая по модулю, среднеквадратическая погрешности.

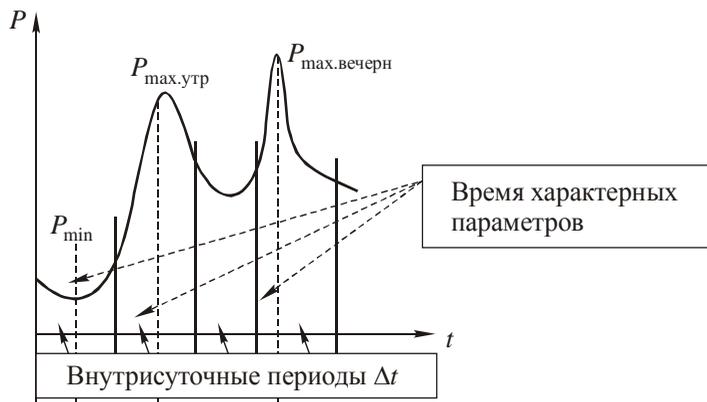


Рис. 12.3. Вид статистической модели графика нагрузки

Из рис. 12.4 видно, что поле внесения экспертных поправок и погрешности прогнозов может быть достаточно большим.

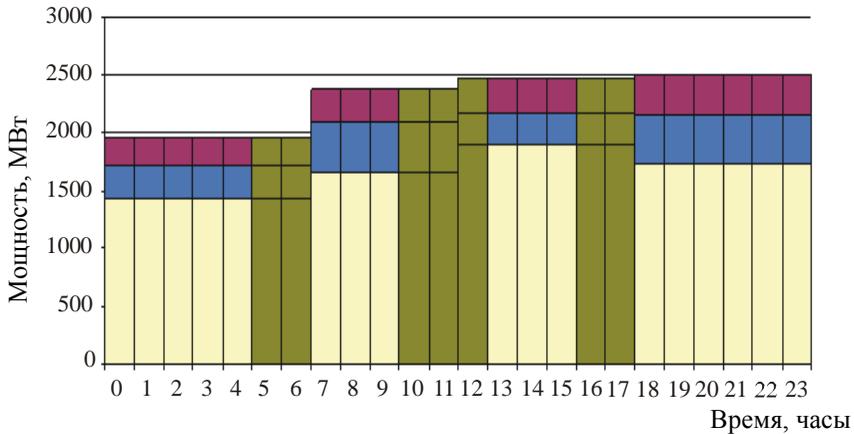


Рис. 12.4. Макет поля внесения экспертных поправок в график нагрузки

Численный пример качества моделей прогнозирования графиков нагрузки с упреждением на год – сезон. Все показатели и их погрешности меняются во времени. Погрешности прогнозирования графиков нагрузки для года и по сезонам примерно одинаковые. Среднеквадратичная погрешность составляет менее 10 % от общей нагрузки системы. Предельная погрешность моделей доходит до 15 %. Погрешности прогнозов составляют 3...20 %. Как уже указывалось, для одних задач они приемлемы, а для других недопустимы.

Модели прогнозирования электропотребления

следующую прогнозную информацию:

- электропотребление в долгосрочном периоде (год с разбивкой по месяцам) – $\mathcal{E}_{\text{год}}$, $\mathcal{E}_{\text{мес}}$;
- электропотребление в среднесрочном периоде (месяц с разбивкой по неделям и суткам) – $\mathcal{E}_{\text{сут}}$;
- электропотребление внутри суток $\mathcal{E}_{\text{час}}$.

Потребность в прогнозах различной заблаговременности предполагает использование и различных моделей прогнозирования и различного инструментария для анализа статистического материала. Существует несколько подходов к построению прогнозирующей модели электропотребления (ЭП). Первый заключается в идентификации модели одномерного временного ряда электропотребления и его экстра-

Планирование электропотребления на рынках ведется на различных временных периодах, и необходимо иметь

поляции. Устойчивые изменения включают тренд, циклические сезонные, недельные, суточные изменения. Нагрузка особых дней (праздников, перенесенных выходных и рабочих дней) заметно отличается от нагрузки обычных рабочих и выходных дней. Все эти изменения ЭП относятся к временной неравномерности. Второй подход предполагает построение зависимости прогнозируемого показателя от набора факторов. На практике можно строить прогноз по траектории на основе первого подхода. И если его качество неудовлетворительно, то затем его можно улучшать, используя связи с другими факторами.

Из приведенного ниже примера видно, что существует множество задач. Для каждой нужно проводить индивидуальный подбор модели, необходимо владеть методами статистического анализа и использовать современные инструментарии расчетов.

Практический пример моделирования процесса электропотребления для годового периода (рис. 12.5). Тренд – потребление электрической энергии в Новосибирском регионе – в последние годы растет. Этот рост имеет стабильный характер и в среднем составляет около 2 %. Погрешности модели находятся в пределах 5 %. Сезонные колебания явно различимы и имеют большую мощность. Для определения сезонной волны важно решить вопрос о статистических данных. При использовании статистических данных суточного электропотребления за год сезонная волна

$y_t = 34004 - 3441,2 \cos(2\pi t/365) + 11726 \sin(2\pi t/365) + e_t$ (при интервале ретроспекции 2 года),

$y_t = 38243 + 13347 \cos(2\pi t/365) + 3400 \sin(2\pi t/365) + e_t$ (при интервале ретроспекции 3 года).

Здесь y_t – значения электропотребления; e_t – остатки в моменты времени t .

При использовании месячных данных сезонная волна

$y_t = 1099068 + 318000 \cos(2\pi t/12) + 223400 \sin(2\pi t/12) + e_t$ (при интервале ретроспекции 3 года).

Модели различны, и выбирается последняя, как наилучшая. Погрешности прогноза, определенные с учетом выделенного долгосрочного тренда и годовой сезонной волны, составляют 2...10 %. Период ретроспекции не должен превышать 3...4 года. При увеличении количества данных возникает нелинейный тренд, что не соответствует реальному процессу.

Для этой модели используются средненедельные данные.

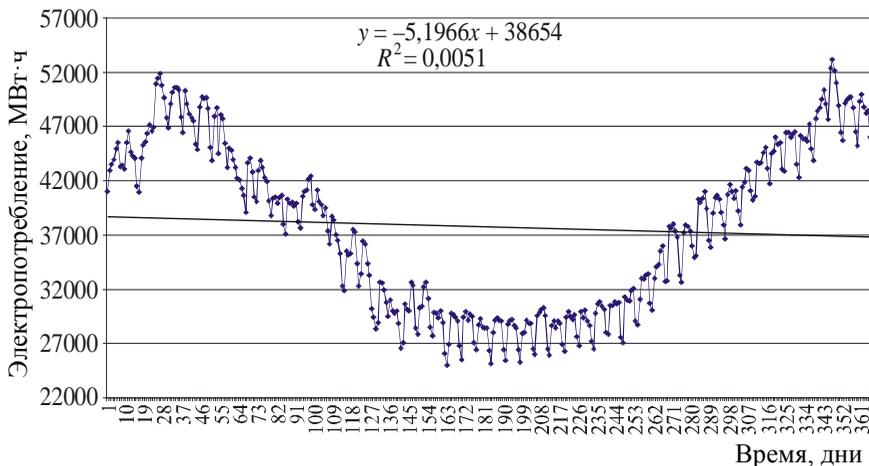


Рис. 12.5. Процесс электропотребления с недельной дискретностью данных (2005 г.)

Из рис. 12.5 видно, что явно различимы недельные колебания. Учет недельных колебания одновременно с годовой волной осуществляется коэффициентами снижения в определенные дни. Это улучшает точность модели до 4...6 %. Модель имеет вид

$$\begin{aligned} \mathcal{E} = & 8867 + \\ & + 10,62T + 24977D_1 - 1915D_2 - 2518\cos\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + 12262\sin\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + e_t, \end{aligned}$$

где к предыдущей модели добавляются следующие параметры: T – тренд, D_1 – день недели, заданный коэффициентом, D_2 – праздничный или рабочий день.

Величины погрешностей модели для месячного периода составляют 6...8 %; сезонная погрешность модели составляет 4...6 %. Период ретроспекции – 1...2 года.

Моделирование электропотребления для характерных сезонов года для каждого месяца с разбивкой по неделям (рис. 12.6).

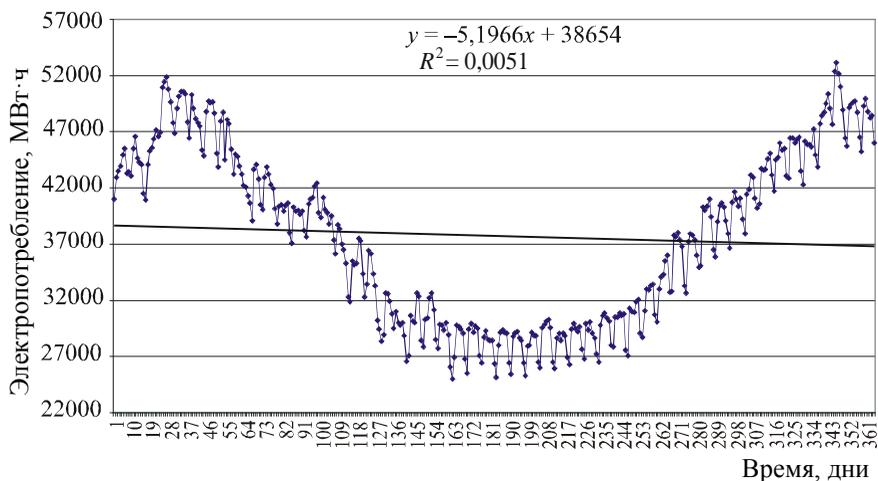


Рис. 12.6. Процесс изменения электропотребления для зимнего сезона (2006 г.)

Для модели сезонных процессов необходимо определить следующие характеристики:

- количество сезонов;
- принципы определения границ сезонов;
- продолжительность переходных зон между сезонами;
- длину интервала ретроспекции в каждом сезоне.

Тогда алгоритм формирования периода ретроспекции с накоплением информации о сезонах будет представлен следующим образом:

- по имеющемуся статистическому материалу ($\mathcal{E}_{\text{сут}}$) определяются точки перегиба, которые являются границами сезона;
- каждая первая и последняя неделя относятся к переходной зоне;
- внутри каждой зоны проводятся аналитические расчеты по определению основных статистик;
- проводится накопление основных показателей сезонов в отдельных массивах данных – «сезоны с накоплением»;
- внутри каждого нового массива проводятся аналитические расчеты по определению основных статистик;
- сравниваются статистики отдельных сезонов и сезонов с накоплением: в случае увеличения разброса моделей массив сокращается до получения наилучшей статистики, в случае его уменьшения определяется период ретроспекции;

- по сформированным сезонам с накоплением подбираются прогностические модели и выполняется прогноз на предстоящий сезон;
- оценивается точность прогноза тренда сезонной модели с недельной составляющей и модели с накоплением сезонов.

Погрешности прогнозов уменьшились и по среднеарифметическому составили 4...6 %.

Комплексное прогнозирование электропотребления на интервалах от суток до года. В этой модели используется временной ряд электропотребления за период, равный одному году, с интервалами дискретности в одни сутки. Исследования статистических данных показали, что тренд имеет нулевую частоту, сезонная составляющая проявляется для годового периода и есть менее значительные пики на частоте 0,14, что соответствует недельному периоду (рис. 12.7). Поэтому используется двухступенчатая схема идентификации. Сначала выделяется сезонная волна, прогноз которой дает примерно 10-процентный уровень точности. Затем используется модель Бокса–Дженкинса (АРПСС – авторегрессия и скользящее среднее). Для остатков сезонной волны использована модель АРПСС и она улучшает точность прогноза до 5 %. Получена модель авторегрессии первого порядка с недельным лагом

$$\begin{aligned} \Theta = & 8867 + 10,62T + 24977D_1 - 1995D_2 - 2518 \cos(2\pi t/365) + \\ & + 12262 \sin(\pi t/365) + et, \end{aligned}$$

где D_1 – день недели, заданный статистическим коэффициентом, определенным по модели АРПСС; D_2 – коэффициент праздничного дня недели по модели АРПСС; T – порядковый номер дня; et – остатки. В этой модели на сезонный цикл накладывается недельный, причем величины D_1 и D_2 постоянно пересчитываются. На остаточную компоненту et приходится всего 6 % и, следовательно, точность прогноза ожидается на уровне 6 %. Модель постоянно уточняется по мере поступления новых данных. Если интервал ретроспекции будет составлять несколько лет, то можно будет выделить и тренд. Отметим также, что подбор модели осуществлен с помощью стандартного пакета «Статистика», т. е. не требуется создания специальных программных продуктов.

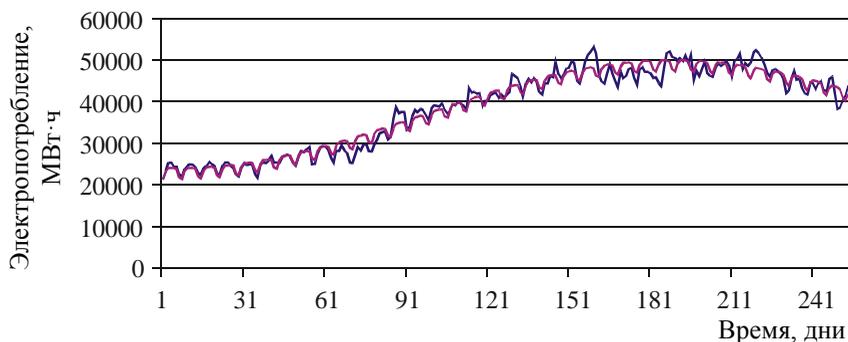


Рис. 12.7. Иллюстрация модели прогноза электропотребления с учетом годовой и суточной цикличности

Ожидаемое электропотребление для типовых суток на конец планового периода, который равен месяцу. Для правильного управления энергосистемой необходимо постоянно контролировать план и по мере необходимости его корректировать. Эта задача решается систематически. Период управления T делится на три интервала: T_1 – прошедший период, T_2 – период прогноза, T_3 – период, на котором сохраняются плановые величины. Следовательно,

$$T = T_1 + T_2 + T_3.$$

Прогноз составляется на период T_2 . Ретроспективный период обычно равен одному месяцу. Такой период достаточен для получения осредненных величин электропотребления по типовым суткам. Для типовых суток, например, по дням недели (понедельник, вторник, среда, четверг, пятница, суббота, воскресенье) рассчитываются средние значения за месяц и затем определяются полученные значения в долях от величины фактического месячного электропотребления

$$\delta = \frac{\sum \Theta_k}{k \Theta_{\text{факт}}}, \quad (12.14)$$

где k – число типовых дней определенного вида; Θ_k – электропотребление k -х суток за ретроспективный период; $\Theta_{\text{факт}}$ – фактическое электропотребление за период ретроспекции.

По коэффициентам типовых суток составляется прогноз на период T_2 и затем ожидаемое электропотребление для всего планового периода T .

Расчеты проводятся ежедневно, что позволяет учитывать тенденции, проявляющиеся на месячных периодах. Например, в переходные месяцы от осени к зиме происходит рост электропотребления. Или, наоборот, в переходный месяц от зимы к весне – его снижение. Особая модель составляется для поправок на изменение температуры. Если температура заметно влияет на электропотребление, то можно нормировать статистические данные ретроспективного периода к определенной температуре, а затем учитывать прогноз температуры на предстоящий период. Применение коэффициентов по типовым суткам обеспечивает точность прогноза 5...7%. Этот метод достаточно широко распространен в практике, так как он прост и не требует математических методов расчета. Расчеты показывают, что применение моделей временного ряда дает в общем случае лучшие результаты, чем использование коэффициентов по типовым суткам.

12.5. Прогнозирование графика нагрузки ЭЭС

Общие положения. Будем рассматривать задачу прогнозирования ГН с суточной заблаговременностью. Эта задача наиболее сложная из тех, которые рассмотрены в данном разделе.

- В ней максимальным образом проявляется случайная природа информации.
- Задаются самые жесткие требования по достоверности прогнозов.
- Для нее нет общих предложений по виду математических моделей.
- Вид математической модели связан с целями ее использования, и она должна отражать различные свойства ГН – режимные зоны по мощности и времени, параметры, типовые процессы за неделю и месяц (рис. 12.8). Свойства графика задаются экспертным путем. Только после этого можно использовать статистические данные.
- При планировании суточных режимов часто используются характерные графики нагрузок: понедельник, среднерабочий день (вторник, среда, четверг, пятница), суббота, воскресенье. При большом изменении конфигурации типовые графики нагрузки составляются для каждого дня недели. Разработка типовых графиков нагрузки является одной из задач прогнозирования.

- На ГН влияют метеорологические факторы, и при использовании модели для прогнозирования они учитываются прогнозными значениями.

- При определении покупной или продаваемой электроэнергии и максимальной мощности на оптовом рынке используются форма представления в виде последовательности из суточных графиков. При разработке модели прогнозирования суточных ГН необходимо в полной мере учитывать недельные процессы.

Перечисленные трудности и делают эту задачу сложной. Вместе с тем она дает базовую информацию для управления ЭЭС. В данном разделе также нет исчерпывающих предложений. Однако необходимо иметь правильный взгляд на пути решения этой задачи и использовать не только опыт и интуицию разработчиков, но и математику и компьютерные технологии.

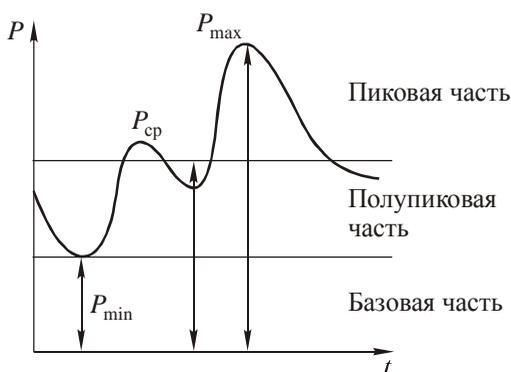


Рис. 12.8. Режимные зоны графика нагрузки

Случайные и неопределенные факторы изменения мощности нагрузки в ЭЭС. Основными группами факторов неопределенности являются:

- технологические процессы производства потребителей;
- технологический процесс ЭЭС (активная, реактивная мощности станций, режим электрических сетей, напряжение, потери мощности, частота);
- метеорологические факторы;
- качество электроэнергии.

Их влияние на общую нагрузку ЭЭС может составлять 5...15 %. Все составляющие меняются во времени. Поскольку процессы потреб-

ления энергии и мощности в ЭЭС подвержены множеству случайных и неопределенных факторов, возникает необходимость выделять регулярную и случайные составляющие. Следовательно, нагрузка имеет следующую структуру (рис. 12.9):

$$P_t = P_{\text{рег}t} + \Delta P_{\text{нерег}t} + \Delta P_{\text{случ}t}, \quad (12.15)$$

где P_t – нагрузка ЭЭС на интервале t ; $P_{\text{рег}t}$ – регулярная нагрузка всех потребителей; $P_{\text{нерег}t}$ – нерегулярная нагрузка всех потребителей; $P_{\text{случ}t}$ – случайная составляющая нагрузки всех потребителей.

Регулярные и случайные составляющие характерных величин

$X = X_{\text{рег}} + \Delta X$, причем ΔX (ΔX_1 – предельные отклонения; ΔX_2 – вероятные отклонения).

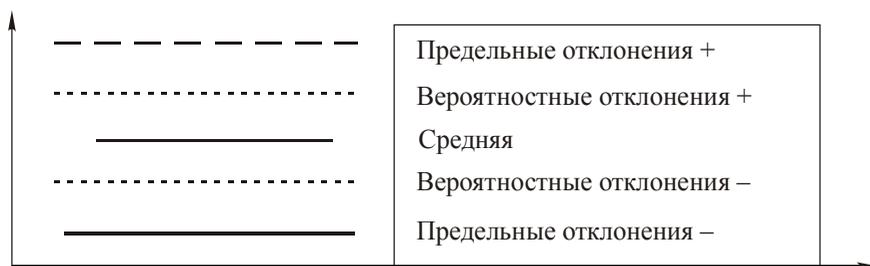


Рис. 12.9. Качественная картина задания характерных величин

Общие требования к модели прогнозирования ГНЭЭС. Он содержит следующие факторы (рис. 12.10):

- конфигурацию;
- временные зоны изменения нагрузки (ночной провал, дневной максимум, дневной провал, вечерний максимум);
- режимные зоны (базовая, полупиковая, пиковая);
- характерные параметры нагрузки (максимальная, минимальная, средняя и др.);
- случайную составляющую нагрузки;
- тип ГН в недельном цикле нагрузок (рабочий, праздничный, выходной и др.);
- тип ГН в длительных циклах изменения нагрузок (по сезонам года, по месяцам);

- влияние отдельных потребителей на свойства ГН;
- влияние внутренних факторов ЭЭС на свойства ГН.

Модель всегда имеет целевое содержание, и набор факторов определяется целью использования модели. Индивидуальный учет всех названных факторов возможен при создании серии моделей для каждого фактора, либо учитывается только их совокупное влияние.

Процесс использования структурной модели прогнозирования нагрузки ГН включает следующие этапы:

- 1) построение и оценка погрешности модели;
- 2) разработка методики прогнозирования на основе полученной модели и оценка погрешности прогнозирования;
- 3) определение статистических моделей расчета поправок к прогнозу для повышения достоверности;
- 4) определение методики внесения расчетных поправок к прогнозу;
- 5) внесение экспертных поправок;
- 6) оценка и анализ общей погрешности прогноза;
- 7) адаптивное уточнение методики прогнозирования.

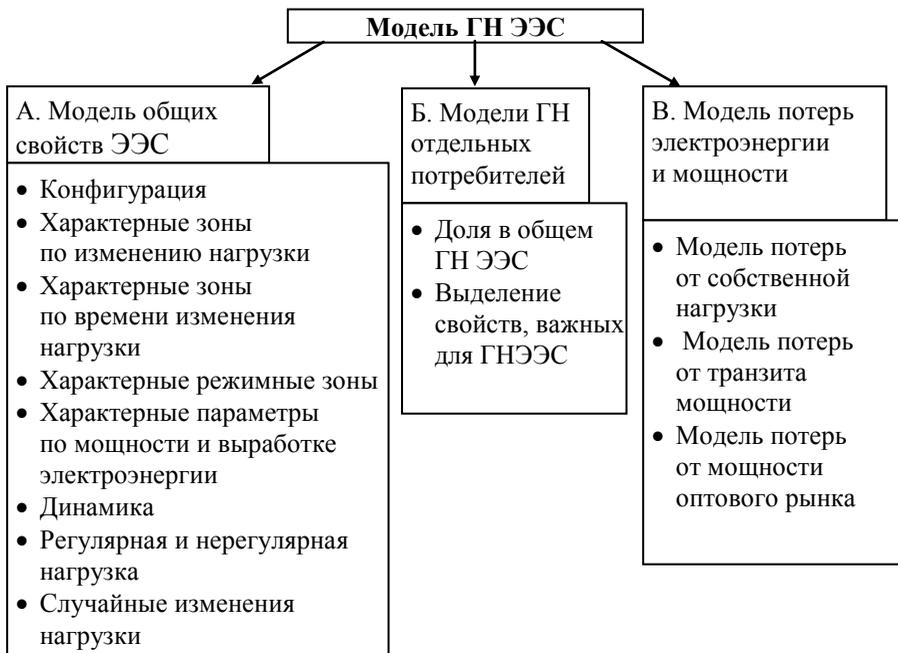


Рис. 12.10. Структура модели ГН ЭЭС

Виды моделей конфигурации ГН. Можно назвать несколько наиболее общих моделей конфигурации ГН. Однако в конкретных условиях могут быть и многие другие модели, особенно при внесении в них экспертных поправок.

Модель 1 – М1. Производится осреднение графиков нагрузки за рабочие и нерабочие дни для определенного периода ретроспекции.

Модель 2 – М2. Для типовых суток производится осреднение ГН. Состав типовых суток определяется расчетным путем.

Модель 3 – М3. Разрабатываются модель М1 и модели максимальных (MP_{\max}), минимальных (MP_{\min}) и средних ($MP_{\text{ср}}$) нагрузок. По этим данным экспертно составляется модель ГН.

Модель 4 – М4. Разрабатывается модель М3 для типовых суток и модели максимальных (MP_{\max}), минимальных (MP_{\min}) и средних ($MP_{\text{ср}}$) нагрузок. По этим данным экспертно составляется модель ГН.

Модель 5 – М5. Строится поле изменения нагрузок и в нем экспертно наносится конфигурация.

Модель 6 – М6. Определяются временные границы изменения зон графика нагрузки и в каждой зоне строится статистическая модель.

Модель 7 – М7. Определяются режимные зоны изменения ГН.

12.6. Статистические модели графика нагрузки ЭЭС

Анализ однородности информации. Фактический суточный процесс электропотребления зависит от ряда меняющихся факторов, поэтому для получения однородного статистического материала данные часто нормируются [1]. Для приведения используются среднесуточные величины: данные по частоте, температуре наружного воздуха, освещенности. Однако, по нашему мнению, нормирование данных по средним показателям проблематично. Температура и облачность изменяются по территории ЭЭС, облачность влияет на электропотребление только в светлое время суток, все метеофакторы требуют специального параметрического приведения к электропотреблению или нагрузке. Расчеты показали, что нормирование данных по средним величинам снижает достоверность моделей.

Кроме того, и каждый фактор в отдельности влияет только на долю нагрузки и электропотребление. Эта доля неизвестна, и неясна связь между ними. В практике обычно эмпирическим путем получают вели-

чины поправок. Исследование показало, что можно получить статистические модели внесения поправок более обоснованные, чем экспертные оценки.

Целесообразно изменить все метеофакторы, влияющие на изменение электропотребления и нагрузки, и учесть по статистическим моделям *реального процесса их изменения за период ретроспекции для рассматриваемого фактора*.

Выбор периода ретроспекции для влияющих факторов – достаточно сложен. Большинство факторов изменяется независимо. Вместе с тем многие факторы коррелируют и оказывают совокупное влияние на электропотребление и нагрузку. Например, совокупно влияют на отопительную нагрузку температура наружного воздуха, скорость и направление ветра, время суток. Все это создает большие трудности и позволяет получить только сравнительно простые и *приближенные* модели для учета разных факторов. Таким образом, период ретроспекции индивидуален для различных величин.

Устранение скачков. Если ряд данных длинный, то скачки не оказывают большого влияния на вид и достоверность моделей. Для коротких рядов картина иная. Особенно значительно проявляются скачки в последних данных ряда. В задаче прогнозировано ряды короткие (10 – 30 данных), поэтому устранение скачков сказывается на точности модели. Скачки есть почти всегда. Переключение в сети ЛЭП может вызвать дополнительные потери, периодически появляются заказы на выпуск продукции в промышленности и соответствующий рост нагрузки, могут резко измениться температура наружного воздуха, скорость ветра и пр. Анализ показывает, что скачки появляются достаточно часто. Какие изменения нагрузки отнести к скачкам? Чаще всего это оценивается погрешностями статистической модели. Допустимые отклонения от линии регрессии данных за период ретроспекции можно принять 3...5 %.

Ввод новой информации. Деление массива данных по типовым дням и устранение выбросов приводят к сокращению объема выборки. Зачастую она становится недостаточной для проведения статистического анализа, поэтому вводят новые данные. Это может быть информация предшествующего месяца, искусственное удлинение ряда за счет последних данных рассматриваемого месяца, что позволяет увеличить их значимость, ввод промежуточной информации по принятым интервалам дискретности и др. Например, для прогноза выходных дней число данных за месяц предельно мало – 8 чисел или меньше

количество. Здесь неизбежна процедура удлинения ряда. Целесообразность удлинения оценивается погрешностью модели.

Статистическая информация, используемая при разработке моделей. Подведем итоги сказанного выше. Статистическая информация включает следующие данные для характерных дней недели j :

$$n_j = n_{\text{опт}j} - n_{\text{скачки}} \pm n_{\text{доп}}$$

где $n_{\text{опт}j}$ – информация за оптимальный период ретроспекции; $n_{\text{скачки}}$ – исключение скачков данных; $n_{\text{доп}}$ – дополнительная информация, которая отсутствует в первоначальных данных.

Оценка статистических моделей. Любая модель есть упрощение реального процесса. Выбор модели – это компромисс между ее точностью и сложностью. Часто сложность ограничивается принципиальными положениями (незнанием процесса, невозможностью его моделирования, отсутствием информации, недостаточными возможностями математики, отсутствием программных средств расчета и пр.), и большое значение имеет тот факт, что простота модели определяет ее понимание пользователем.

Приведенное выше показывает, что без специального инструментария статистический анализ в практике применять чрезвычайно трудно. Бесспорно, автоматизация расчетов играет существенную роль в использовании статистических моделей.

Пример применения статистических моделей прогнозирования ГН ЭЭС. Для рассматриваемого объекта были исследованы различные модели прогнозирования. Приведем только один пример, поскольку все результаты очень большие по объему.

Методика прогнозирования ГН с упреждением на сутки. Предлагаемая методика прогнозирования графика нагрузки состоит из трех блоков. Первый – построение суточного графика нагрузки по статистическим моделям его конфигурации и его отдельных показателей. Второй – внесение поправок в ГН на прогноз различных факторов на основе их регрессионных моделей: метеорологических, потерь от транзита, изменения частоты и др. Третий – внесение в прогноз экспертных поправок.

Все положения методики прогнозирования, изложенные выше, апробировались расчетами по реальной энергосистеме, и получено подтверждение их правильности и общности. Расчеты достоверностей

моделей проводились по статистике за три года методом инверсной верификации.

Регрессионные характеристики поправок дают величины до 20 МВт. В данном примере это около 10 % общей нагрузки. Наиболее значимыми являются поправки на изменение температуры. Поправки на облачность не удалось выявить. Поправки от изменения частоты электрического тока оказались незначительными. Поправки на потери от транзита мощности составили примерно 2 %. В целом можно отметить, что статистические оценки поправок повышают достоверность прогнозов ГН до 1...1,5 %.

12.7. Использование ранговых моделей для прогнозирования нагрузок в узлах электрической сети

Построение моделей прогнозирования мощностей по узлам внутренней структуры сети – достаточно сложная и мало исследованная задача. Без узловых нагрузок нельзя выполнять адресные расчеты, определять сетевые тарифы, проводить эквивалентирование сети по характеристике потерь мощности и пр. Наиболее обоснованным вариантом является использование ранговых моделей прогнозирования в совокупности с временными моделями. Имеются положительные результаты по разработке ранговых моделей с погрешностями мощностей в узлах 1...2 %, что говорит об их эффективности [12].

Схема прогнозирования мощностей. Предлагается трехуровневая схема прогнозирования мощности в узлах.

- Первый уровень – прогнозирование суммарного электропотребления и мощностей по объекту в целом на основе моделей временных рядов или других моделей. Эта задача достаточно хорошо разработана.
- Второй уровень – дифференциация суммарной нагрузки по структурным единицам объекта на основе ранговых моделей.
- Третий уровень – составление сбалансированного прогноза для всех уровней с учетом экспертных поправок, которые вносятся ЛПР (лицом, принимающим решение). На этом уровне ЛПР учитывают те факторы, которые недостаточно полно отражены в статистике при разработке моделей на первых двух уровнях. В этой схеме центральное место занимают ранговые модели.

Ранговые модели прогнозирования. Если представить систему в виде иерархической структуры, где имеются узлы, различающиеся по величине мощности, то можно применить ранговые модели. Ранг может устанавливаться для различных структурных единиц: для электростанций (генераторных узлов), для зон электроснабжения (узлы концентрированной нагрузки по зоне) и крупных подстанций (концентрированной нагрузки СП).

Ранг мощностей каждой группы

$$\text{Rang} = \frac{P_i}{P_{\Sigma}}, \quad (12.16)$$

где P_i – мощность в узле, P_{Σ} – суммарная мощность группы узлов.

По величинам рангов составляется ранжированный ряд мощностей в порядке их убывания и для полученных точек ведется подбор математической модели зависимости $P(\text{Rang})$. Ранговые модели строятся по объектам в динамике. Порядок расчетов показан на рис. 12.11.



Рис. 12.11. Схема подбора ранговых моделей мощностей в узлах сети

Зависимость мощности от их рангов обычно имеет вид гиперболических функций (рис. 12.12). При построении ранговых моделей можно уменьшить число членов ряда i за счет осреднения мощностей группы узлов. Узлы с одинаковой или приблизительно одинаковой нагрузкой первоначально имеют разные ранги. Их нагрузка при этом может различаться мало. Если задать допустимый диапазон осреднения $\Delta P_{\text{доп}}$, то можно разбить общий ряд i на части j . Часть узлов $j \in i$ можно объединить в один ранговый узел, если $|(P_i - P_j)| \leq \Delta P_{\text{доп}}$, присвоив ему среднеарифметическое значение мощности группы узлов j и одинаковый ранг. Осреднение мощностей существенно сокращает количество рассматриваемых узлов, а также сглаживает ранговую характеристику, позволяя подобрать для нее более точную математическую модель.

Потребление нагрузки в узлах меняется во времени, поэтому необходима проверка временной устойчивости рангов. Повышение временной устойчивости можно получить осреднением рангов или моделей для различных периодов времени. Осреднение упрощает практические расчеты.

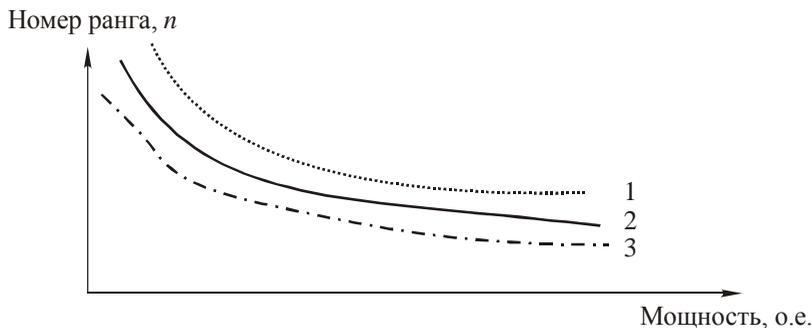


Рис. 12.12. Вид ранговых моделей для различных периодов времени 1, 2, 3

Зная величину суммарной мощности, можно распределить ее по узлам с использованием ранговых моделей:

$$\begin{aligned} P_i &= P_{\Sigma} \text{Rang}_i, \\ P_{\Sigma} &= \sum_i P_i. \end{aligned} \quad (12.17)$$

При наличии небаланса разница «разбрасывается» пропорционально мощностям станций, а затем в прогноз вносят поправки.

Ранговые модели можно строить для различных параметров:

- для мощностей отдельных структурных единиц объекта: для зон электроснабжения, для системных ПС, для электрических станций;
- для календарных дат и периодов (по отдельным часам, суткам, месяцам и годам) для каждой группы;
- для различных параметров (мощности, выработки электроэнергии, потерям мощности).

Пример ранговых моделей нагрузок для 23 ПС приведен на рис. 12.13, Погрешности моделей не превышают 2 % , наблюдается изменение рангов ПС по сезонам года.

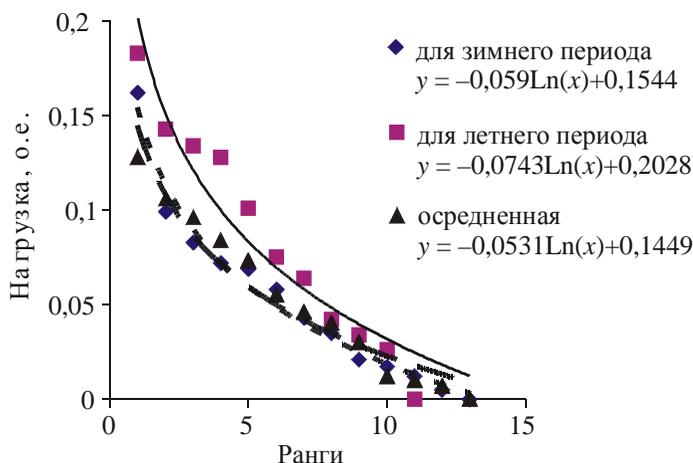


Рис. 12.13. Ранговые модели нагрузок для ПС

Ранговые модели были получены также для концентрированных нагрузок по зонам электроснабжения. Концентрация нагрузок сглаживает ранговую модель. В зонах электроснабжения имеется 1-3 системных ПС. Погрешности прогнозирования мощности не превышают 5 %.

Заключение по главе 12

Все расчеты по управлению режимами зависят от достоверности и полноты исходной информации. Сейчас чрезвычайно важной является информация о электропотреблении и графиках нагрузки. Приведенный материал показывает, какие пути и методы решения этой задачи сейчас возможны. Они базируются на математическом моделировании процессов и использовании компьютерных инструментариев. Эта работа сейчас ведется повсеместно и в практических и научных организациях.

Вопросы для самопроверки

1. *Какова роль прогнозов электропотребления и графиков нагрузки при решении режимных задач?*
2. *Какие методы прогнозирования вы знаете?*
3. *Какие методы статистического прогнозирования вы знаете?*
4. *В чем принципиальное отличие экспертных и статистических методов прогнозирования ?*
5. *Кратко характеризуйте модели прогнозирования на основе временных рядов.*
6. *Кратко характеризуйте модели прогнозирования на основе регрессионного анализа.*
7. *Как оценивается погрешность модели и погрешность прогноза?*
8. *Как выбирается период ретроспекции при статистическом анализе?*
9. *Назовите этапы статистического анализа.*
10. *Назовите основные задачи долгосрочного прогнозирования электропотребления и их связь с управлением режимами.*
11. *Как связаны цель и модель прогнозирования?*
12. *Каковы погрешности долгосрочного прогнозирования электропотребления и графиков нагрузки?*
13. *В чем сложность краткосрочного прогнозирования графиков нагрузки (ГН)?*

14. *Какую роль играют прогнозы ГН при управлении режимами, назовите основные задачи использования прогнозов?*
15. *Какие методы используются при прогнозировании ГН?*
16. *Назовите примеры моделей ГН, отражающие различные свойства ГН. Где они используются?*
17. *Каковы погрешности прогноза ГН при использовании различных методов прогнозирования?*
18. *В чем суть ранговой модели прогнозирования? Для каких задач ее можно использовать?*
19. *Как прогнозируются нагрузки в узлах электрической сети?*
20. *В каких задачах управления режимами нужны прогнозы нагрузки в узлах электрической сети?*
21. *Каковы условия практического применения методов статистического моделирования электропотребления и графиков нагрузки при решении режимных задач?*
22. *Как компьютеризация влияет на условия практического применения методов статистического моделирования электропотребления и графиков нагрузки при решении режимных задач?*

Заключение по разделу 3

В настоящее время достаточно активно проводится поиск новых моделей и методов решения режимных задач. Приведенный в этом разделе материал очень скромный по объему. Главным образом авторы хотели показать, что без инновационных поисков не могут развиваться теория и методы управления режимами. Инновационные поиски начинаются с идеи и заканчиваются практическими результатами. В раздел включены предложения и на уровне идеи (главы 10, 11), и на уровне практических методик (глава 12).

Авторы надеются, что читатели учебника внесут свой вклад в инновационные процессы решения режимных задач ЭЭС.

Библиографический список

Основной

1. *Арзамасцев Д. А.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян. – М. : Высш. шк., 1983. – 268 с.
2. *Веников В. А.* Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
3. *Сидоркин Ю. М.* Оптимизация в электроэнергетических системах : метод. указания и задания к практическим занятиям и лабораторным работам / Ю. М. Сидоркин, А. В. Лыкин, В. В. Медведков. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 51 с.
4. *Филиппова Т. А.* Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник / Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 300 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

Дополнительный

5. *Арзамасцев Д. А.* Оптимизация задач АСДУ энергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей : учеб. пособие – Свердловск : Изд-во УПИ, 1981. – 84 с.
6. *Банди Б.* Методы оптимизации. Вводный курс / Б. Банди; пер. с англ. – М. : Радио и связь, 1988. – 128 с.
7. *Крумм Л.А.* Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами : монография / Л.А. Крумм. – Новосибирск : Изд-во «Наука», 1977. – 368 с.
8. *Русина А. Г.* Определение стоимости потоков и потерь мощности и энергии в сетевом предприятии оптового электроэнергетического рынка / А. Г. Русина // Электроэнергия и будущее цивилизации : материалы докл. междунар. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2004. – С. 170 – 173.
9. *Русина А. Г.* Особенности расчета режимов ЭЭС в современных условиях электроэнергетического рынка России / А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин //

Изв. Том. политехн. ун-та. – Томск : Изд-во ТПУ. – 2005. – Т. 308, № 5. – С. 171 – 175.

10. *Русина Н. О.* Моделирование энергетических и экономических параметров режимов электроэнергетических систем с помощью электрического эквивалента / Н. О. Русина // Сб. науч. тр. НГТУ. – 1995. – № 2. – С. 101 – 111.

11. *Русина А. Г.* Разработка модели электрического эквивалента и принципов адресного распределения потоков и потерь мощности электроэнергетической системы: дис. ... канд. техн. наук / А.Г. Русина – Новосибирск, 2006. – 157 с.

12. *Филиппова Т. А.* Потери электроэнергии от транзитных перетоков в электрических сетях / Т.А. Филиппова, В.С. Азаров // Электричество. – 1990, – № 4. – С. 12 – 15.

Предметный указатель

- Автоматизированная система диспетчерского управления АСДУ 50, 58, 60, 61
- Автоматизированные системы управления 50, 58, 61, 62
- Автоматическое управление 53
- Адресное распределение потерь мощности и электроэнергии 7, 10, 251
- Адресный учет потерь электроэнергии в энергетических балансах 268
- АСУ в энергетике 60
 - составные части 62
 - вычислительная техника 65
 - информационное обеспечение 69
 - математическое обеспечение 71
- Бесперебойность энергоснабжения 23, 128, 129
- Баланс мощностей
 - активных 109, 118, 133,
 - реактивных 109, 127,
 - электроэнергии 111, 121
- Бизнес процесс 94
- Временные ряды 313
 - тренд 313, 314, 330,
 - периодическая составляющая 313, 315
 - случайная составляющая 313
- Горизонт планирования 318
- График нагрузки
 - вид 117, 119, 121, 328
 - методы долгосрочного прогнозирования 320
 - методы оперативного прогнозирования 318, 335
- ГЭС 17, 19, 124
- Диспетчер коммерческий 51
 - технический 50
- Длительные режимы ГЭС 125
- Задачи купли продажи электроэнергии и мощности 99, 102
- Задачи в АСУ ТП ГЭС 72
 - диагностики 76
 - противоаварийного управления 79
- Задачи в АСУ ТП подстанций 82
 - управление трансформаторами 83

- управление коммутациями 85
- Иерархия управления
 - пространственная 40
 - временная 41
 - ситуативная 43
- Иерархия целей 33
- Инновации в энергетике 19
- Интегральные ограничения по ресурсам 110
- Качество электрической энергии 25, 126, 128, 324
- Коммерческое диспетчирование в ЭЭС 51
- Коэффициенты изменения потерь 253, 254, 256
- Критерии оптимизации 151, 152, 153, 192
- Матрица токораспределения 254
- Методы вариационного исчисления
 - динамического программирования 8
 - множителей Лагранжа 173, 176
 - математического прогнозирования 325
 - статистического моделирования 318, 319
 - теория игр
 - нелинейного программирования 160, 161, 166, 198
- Методы прогнозирования
 - вероятностные 10, 317
 - генетические 312
 - эвристические 318
- Методы оптимизации
 - метод равенства относительных приростов 187, 190, 194
 - метод приведенного градиента 172, 201
 - метод Ньютона 166, 205
- Метод квадратичной интерполяции 162, 163, 164
- Метод проектирования градиента 174, 177
- Модель адресного расчета мощности АСМ 8, 305
- Модели прогнозирования графиков нагрузки 10, 335
- Модель системы энергетическая 280, 292, 295, 304
 - электрическая 280, 292, 295, 303
 - экономическая 280, 292, 295, 304
- Модель математическая
 - информационная 35
 - оптимизационная 146, 148
 - адаптивная
 - имитационная
- Модели физических систем
 - механической 294
 - вращательной 294
 - электрической 294
 - экономической 295
- Надежность
 - энергоснабжения 1
 - энергетических балансов 5

- Ограничения работы станций
 - интегральные по ресурсам 110
 - технические 116
 - режимные 117
- Оперативно-диспетчерское управление 50
- Организация управления 44, 48
- Оптимальное распределение нагрузки
 - в тепловой системе 9, 183, 188, 190
 - в гидротепловой системе 208
- Относительный прирост 9, 186
- Параметры режима 20
- Период ретроспекции 10
- Переменные
 - независимые 147, 158
 - зависимые 147, 158
- Погрешность прогноза 315
- Показатели качества электроэнергии
 - по частоте 25
 - по напряжению 126
- Показатели энергетических характеристик
 - абсолютные 4
 - относительные
 - дифференциальные
- Последовательная корректировка режима ГЭС 13
- Прогнозирование
 - методы 2, 312
 - модели 313, 316, 317, 318
 - электропотребления 322, 329
 - нагрузки 335
- Программно-целевой подход к управлению 36
- Продажа электроэнергии 103
- Процесс технологический 22
 - производственный 23
- Ранговые модели прогнозирования нагрузки 10, 342
- Регрессионный анализ 316
- Резервы
 - нагрузочный 128
 - аварийный 129
 - народно-хозяйственный 133
 - ремонтный 132
- Разрыв непрерывности характеристики относительных приростов 11
- Регулирование мощности станции 115
 - суточное стока ГЭС 124
 - стока ГЭС недельное 124
 - стока ГЭС годовое 125
 - стока ГЭС многолетнее 126
- Режимные задачи 20
- Режимы аварийные, нормальные, утяжеленные 27
 - водно-энергетические ГЭС 124
- Рынок электроэнергетический монопольный, олигопольный, конкурентный 99
 - модели организации рынка 44

- оптовый, потребительский 48
- экономические свойства 99
- Сальдо-переток электроэнергии 113
- Сетевые тарифы 8
- Синергизм 37
- Система энергетическая, топливно-энергетическая, электрическая, теплоэнергетическая 3
 - большая энергетическая 35
- Системы управления в энергетике 43
- Системный подход 31
- Средства функционирования энергетических предприятий 94
 - макросреда 96
 - микросреда 97
- Статистический анализ 10, 339
- Стоимость потоков мощности 10
- Стоимость электроэнергии по зонам графика нагрузки 7
- Структура генерирующих мощностей энергосистемы 17
- Торгово-денежные отношения на рынке 103
- Требования к энергоснабжению 23
- Хозяйственные формы управления энергетическими предприятиями 92
- Энергетические балансы
 - методика составления 118, 121
 - участие различных станций 114
- Энергетические характеристики станций 8, 184, 298
- Энергокомпания 99
- Эквивалентная характеристика станции 11
- Эквивалентирование узлов системы 8, 279
 - нагрузок 342
 - зон электроснабжения 275, 277
 - станций 297, 299, 302
 - стоимостных показателей 302
- Экономичность режимов 1, 183
- Экономические сопротивления элементов системы 293, 302
- Эксплуатационные свойства станций 3
- Электроэнергетическая система гидротепловая, тепловая 13
 - единая, объединенная, региональная 50
- Электрическая модель ЭЭС 292, 304
 - с потоками мощности 292, 304
 - с потоками стоимости 293, 304
- Электрический эквивалент 10, 292, 299, 302
- Энергетические характеристики агрегатов 4, 184
- Удельный расход топлива 186

-
- Уравнение адаптации
- ограничений 259, 149, 156, 171, 174
 - оптимального управления 258
 - связи 258, 149, 156, 171
- Уравнение состояния системы 8, 303
- Функции станций в системе 114
- Целевая функция 147, 149, 156
- Цели прогнозирования 10
- Штрафная функция 13, 178, 179, 180
- Эффективность управления 8

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**Тамара Арсентьевна Филиппова
Юрий Михайлович Сидоркин
Анастасия Георгиевна Русина**

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
И ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Учебник

2-е издание

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Корректор *Л.Н. Ветчакова*
Рисунки и компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Подписано в печать 09.10.15
Формат 60 × 90 1/16. Бумага офсетная.
Уч.-изд. л 22,25. Печ. л. 22,25. Тираж 100 экз.
Изд. № 199/15. Заказ № 1404

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Издательство Новосибирского государственного
технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
Тел. (383) 346-31-87
E-mail: office@publish.nstu.ru

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20