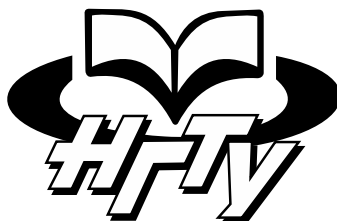


Учебники НГТУ

Серия основана в 2001 году



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ
СЕРИИ «УЧЕБНИКИ НГТУ»**

д-р техн. наук, проф. (председатель) *Н.В. Пустовой*
д-р техн. наук, проф. (зам. председателя) *Г.И. Расторгуев*

д-р техн. наук, проф. *А.А. Батаев*
д-р техн. наук, проф. *А.Г. Вострецов*
д-р техн. наук, проф. *В.И. Гужов*
д-р техн. наук, проф. *В.А. Гридчин*
д-р техн. наук, проф. *В.И. Денисов*
д-р физ.-мат. наук, проф. *В.Г. Дубровский*
д-р экон. наук, проф. *К.Т. Джурабаев*
д-р филос. наук, проф. *В.И. Игнатьев*
д-р филос. наук, проф. *В.В. Крюков*
д-р техн. наук, проф. *В.Н. Максименко*
д-р техн. наук, проф. *Х.М. Рахимьянов*
д-р филос. наук, проф. *М.В. Ромм*
д-р техн. наук, проф. *Ю.Г. Соловейчик*
д-р техн. наук, проф. *А.А. Спектор*
д-р юрид. наук, доц. *В.Л. Толстых*
д-р техн. наук, проф. *А.Г. Фишов*
д-р экон. наук, проф. *М.В. Хайруллина*
д-р техн. наук, проф. *А.Ф. Шевченко*
д-р техн. наук, проф. *Н.И. Щуров*

А.Г. РУСИНА, Т.А. ФИЛИППОВА

РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Допущено УМО по образованию в области электро- и теплоэнергетики
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по направлению подготовки
«Электроэнергетика и электротехника»



**НОВОСИБИРСК
2 0 1 6**

УДК 621.311.1(075.8)

Р 885

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *Ю.А. Секретарев*,

д-р техн. наук, профессор *А.Г. Филишов*

Русина А.Г.

Р 885 Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебное пособие / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – 400 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

ISBN 978-5-7782-2695-1

Изложены режимные свойства и режимные задачи электростанций и энергосистем и показана их важность для эффективного управления. Особое внимание уделено энергетическим балансам мощности и электроэнергии. Приведены принципы, модели и методы для задач оптимизации режимов электроэнергетических систем с использованием теории и методов управления режимами и компьютерными технологиями. Для основных задач приведены расчетные примеры.

Материал книги ориентирован на подготовку студентов энергетических специальностей в курсах, которые включаются в учебные планы подготовки бакалавров и инженеров-магистров. Он полезен инженерам энергетических предприятий.

УДК 621.311.1(075.8)

ISBN 978-5-7782-2695-1

© Русина А.Г., Филиппова Т.А., 2014, 2016
© Новосибирский государственный
технический университет, 2014, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений.....	11
Предисловие.....	13
Раздел 1. ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕ- СКИХ СИСТЕМ.....	15
Глава 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ	17
1.1. Энергетическая система.....	17
1.2. Требования к энергоснабжению потребителей	25
1.3. Иерархичность управления	28
1.4. Средства и системы управления энергетическими объектами	31
1.5. Компьютерные системы управления.....	37
1.6. Бизнес-процесс и экономичность режимов	42
Заключение по главе 1	45
Вопросы для самопроверки	45
Глава 2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	47
2.1. Потребители электроэнергии	47
2.2. Электроприемники промышленных предприятий.....	48
2.3. Графики нагрузки потребителей.....	53
2.4. Показатели электропотребления и мощности потребителей.....	57
2.5. Нагрузка энергосистемы.....	58
Показатели графика нагрузки потребителя (пример расчета)	65
Оценка влияния потребителей электрической энергии на график нагрузки системы и на показатели, характеризующие режим ЭЭС (пример расчета)	66
Заключение по главе 2	67
Вопросы для самопроверки	67
Глава 3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕЖИМОВ ЭНЕР- ГОСИСТЕМ	69
3.1. Прогнозирование в управлении производством.....	69
3.2. План и прогноз.....	70



3.3. Процесс планирования	71
3.4. Характеристика методов прогнозирования	74
3.5. Конструирование прогноза.....	84
3.6. Конструирование графика нагрузки на основе совокупности моделей прогнозирования.....	86
3.7. Модели прогнозов поправочных коэффициентов к основному прогнозу	88
Создание схемы взаимосвязанных расчетов моделей прогнозирования электропотребления для периодов от месяца до нескольких лет (пример расчета).....	91
Построение временных моделей для параметров мощности (пример расчета)	96
Заключение к главе 3.....	99
Вопросы для самопроверки	99
Глава 4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА АГРЕГАТОВ И ЭЛЕКТРО- СТАНЦИЙ	101
4.1. Технологические схемы электрических станций	101
4.2. Категории мощности агрегатов и электрических станций	106
4.3. Эксплуатационные свойства электростанций	108
4.4. Характеристики агрегатов и электростанций	115
4.5. Энергетические характеристики тепловых электростанций.....	118
4.6. Способы получения энергетических характеристик.....	126
4.7. Статистические характеристики станций	130
4.8. Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности	131
Заключение по главе 4	132
Вопросы для самопроверки	133
Глава 5. БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	135
5.1. Балансы мощности и электроэнергии системы	135
5.2. Участие станций в энергетических балансах системы	140
5.3. Особенности составления балансов мощности	144
5.4. Особенности составления баланса электроэнергии	147
5.5. Баланс реактивной мощности	150
5.6. Резервы мощности.....	151



Выбор и размещение оперативных резервов мощностей энергосистемы (пример расчета)	156
Составление баланса мощности в ЭЭС (пример расчета)	157
Заключение по главе 5	159
Вопросы для самопроверки	159
Глава 6. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ ГЭС	161
6.1. Особенности режима ГЭС в электроэнергетической системе	161
6.2. Совместная работа нескольких гидростанций в системе	170
6.3. Общая схема расчета суточного баланса мощности гидротепловой ЭЭС	171
6.4. Расчеты долгосрочных режимов выработки электроэнергии ГЭС	172
6.5. Гидроэлектростанции как объект энергетической системы	175
Составление планового энергетического баланса мощности в гидротепловой энергосистеме (пример расчета)	178
Заключение к главе 6	181
Вопросы для самопроверки	182
Глава 7. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	183
7.1. Показатели качества электрической энергии	183
7.2. Поддержание качества электрической энергии по частоте	186
7.3. Системы регулирования частоты	188
7.4. Плановое регулирование мощности агрегатов и станций	193
7.5. Регулирование качества электроэнергии по напряжению	194
Параллельная работа электрических станций и регулирование мощности и частоты системы (пример расчета)	198
Заключение по главе 7	199
Вопросы для самопроверки	200
Раздел 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ	201
Глава 8. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	203
8.1. Базовые положения теории решения задач управления режимами	203
8.2. Принципы методологических основ управления	208



8.3. Системы в энергетике	211
Заключение	213
Вопросы для самопроверки	213
Глава 9. ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ.....	215
9.1. Оптимальное управление режимами.....	215
9.2. Математическая формулировка задач оптимизации.....	218
9.3. Методы нелинейного программирования	221
9.4. Градиентный метод	223
9.5. Метод неопределенных множителей Лагранжа	227
9.6. Эффективность управления.....	229
9.7. Научные принципы решения задач оптимизации режимов	231
9.8. Информационное моделирование режимных задач.....	233
9.9. Задачи и модели оптимизации режимов	237
Заключение по главе 9	242
Вопросы для самопроверки	243
Глава 10. НАИВЫГОДНЕЙШЕЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИ- ТЕЛЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	245
10.1. Задачи оптимального распределения нагрузки	245
10.2. Оптимальное распределение нагрузки между ТЭС в тепловой энерго- системе.....	246
10.3. Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС.....	251
10.4. Распределение нагрузки между агрегатами станций.....	257
10.5. Распределение реактивных нагрузок.....	260
10.6. Реализация распределения нагрузки при эксплуатации электростан- ций и энергосистем.....	262
Распределение активной мощности между электрическими станциями ме- тодом равенства относительных приростов (пример расчета)	264
Распределение активной мощности между электрическими станциями ме- тодом равенства относительных приростов с учетом потерь мощности в сетях (пример расчета)	266
Распределение активной мощности между электрическими станциями ме- тодом приведенного градиента (пример расчета)	268
Заключение по главе 10	271
Вопросы для самопроверки	271



Глава 11. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ С УЧЕТОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	273
11.1. Учет режима электрических сетей при решении общесистемных задач оптимизации режимов.....	273
11.2. Упрощенный алгоритм оптимизации режима энергосистемы	276
11.3. Использование принципа адресных расчетов.....	279
11.4. Эквивалентная электрическая схема	286
Адресные расчеты потоков мощности (пример расчета)	287
Заключение по главе 11	291
Вопросы для самопроверки	291
Глава 12. ОПТИМАЛЬНЫЕ ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	293
12.1. Эквивалентные характеристики электростанций.....	293
12.2. Энергетические характеристики станции с одинаковыми агрегатами.....	294
12.3. Построение эквивалентных характеристик станции методом динамического программирования.....	296
12.4. Построение эквивалентных характеристик станции при заданном составе работающих агрегатов	300
12.5. Эквивалентные характеристики ТЭС	304
12.6. Среднеинтервальные характеристики	307
Построение характеристики станции методом динамического программирования (пример расчета)	308
Заключение по главе 12	311
Вопросы для самопроверки	311
Глава 13. ВЫБОР СОСТАВА АГРЕГАТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	313
13.1. Характеристика задачи	313
13.2. Выбор состава агрегатов в тепловой энергосистеме.....	318
13.3. Внутростанционная оптимизация режима ГЭС	320
13.4. Библиотека эквивалентных характеристик ТЭС	324
Выбор состава работающих агрегатов ГЭС с использованием метода направленного перебора вариантов (пример расчета)	325
Заключение по главе 13	328
Вопросы для самопроверки	328



Глава 14. ОПТИМИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС	329
14.1. Долгосрочная оптимизация режимов	329
14.2. Математическая модель оптимизации режима водохранилища оди- ночной ГЭС с использованием градиентного метода.....	331
14.3. Последовательная корректировка длительного режима водохрани- лища	339
Заключение по главе 14	341
Вопросы для самопроверки	342
Глава 15. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ПРИ РЕШЕ- НИИ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИС- ТЕМАХ.....	343
15.1. Компьютерные системы и их возможности.....	343
15.2. Вычислительные системы расчета режимов ЭЭС с интеллектуальны- ми возможностями.....	346
15.3. Инновационные возможности определения алгоритмической схемы решения режимных задач	348
15.4. Интерактивный режим прогнозирования оперативного графика на- грузки.....	351
15.5. Основные положения разработки информационного блока для пер- спективных расчетов энергетических балансов	354
Заключение к главе 15.....	358
Заключение	359
Библиографический список.....	361
Приложения	363
<i>Приложение 1.</i> Оперативное планирование режимов ЭЭС (пример расчета)	365
Вопросы для самопроверки	387
<i>Приложение 2.</i> Состояние энергетики России	388
Глоссарий	397

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АР	Аварийный резерв
АРС	Автоматика регулирования скорости
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АЭС	Атомная электростанция
БСК	Батарея статических конденсаторов
ВБ	Верхний бьеф
ВНИИЭ	Всесоюзный НИИ электроэнергетики
ВЦ ГТУ	Вычислительный центр главного технического управления Минэнерго
ВХК	Водохозяйственный комплекс
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электрическая станция
ГОЭЛРО	Государственная комиссия по электрификации России
ГК	Генерирующая компания
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДП	Динамическое программирование
ЕЭС	Единая энергетическая система
ИВС	Информационная вычислительная система
КПД	Коэффициент полезного действия
КЭС	Конденсационная электростанция
ЛЭП	Линия электропередачи
ЛП	Линейное программирование
НП	Нелинейное программирование
ОДУ	Объединенное диспетчерское управление
ОТ	Отсасывающая труба
ОЭС	Объединенная энергетическая система
П	Пропеллерная турбина
ПАА	Противоаварийная автоматика



СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПЛ	Поворотно-лопастная турбина
ПС	Подстанция
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РЗ	Релейная защита
РО	Радиально-осевая турбина
РПС	Распределительная подстанция
САПР	Система автоматизированного программирования
САУ	Система автоматического управления
СГ	Синхронный генератор
СО	Системный оператор
СК	Сетевая компания
СЭИ	Сибирский энергетический институт
ТА	Технологическая автоматика
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
ТЭС	Тепловая электрическая станция
ЦДУ	Центральное диспетчерское управление
ЭЭС	Электроэнергетическая система

ПРЕДИСЛОВИЕ

Трудно назвать такую область в энергетике, которая прямо или косвенно не связана с режимами. Изучение основ управления режимами является важным элементом вузовского образования. Электрические режимы, теплотехнические режимы, водно-энергетические режимы ГЭС, нестационарные процессы в электрических системах, энергетические режимы агрегатов и станций – все это касается режимов ЭЭС. В данной книге рассматривается только управление *энергетическими режимами* станций и систем. К нему относятся вопросы определения выработки электроэнергии и мощности электростанций, необходимые для надежного энергоснабжения.

Учебников по тематике управления режимами очень мало, и изданы они в период до 1985 г. Сейчас этих книг очень мало. Во многом они не потеряли своего значения, так как инженерное содержание задач не изменилось.

В учебном процессе ощущается дефицит литературы по такой тематике, что и послужило одной из главных причин издания настоящего учебника. Традиционный материал был переработан с учетом современных условий и существенно дополнен.

В издательстве НГТУ было издано две книги по вопросам режимов ЭЭС: Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и энергосистем: учебник. – Новосибирск. – 296 с.; Филиппова Т.А., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник. – Новосибирск. – 356 с.

Они широко использовались в учебном процессе студентами энергетического факультета. Это показывает, что такая литература нужна, и в определенной мере она сняла проблему дефицита. В настоящий учебник включены некоторые материалы из этих книг.

Однако выявились и их недостатки как по объему материала, так и по его содержанию. Сейчас большую роль играет в управлении режимами прогнозирование, и этот раздел приведен в новой редакции. Недостатком являлось и малое количество расчетных примеров, и это потребовало издания учебных



пособий. Они и сейчас нужны, но понимание теоретического материала без расчетных примеров затруднено. Это показала практика преподавания в вузах. Были выявлены и другие недостатки. Не будем все их называть. В предлагаемом учебнике они частично устранены.

Ряд инженерных организаций (ОДУ Сибири, РДУ Новосибирска и др.) высказали пожелание расширить материал по краткосрочной оптимизации режимов ЭЭС.

Включен материал по значимости компьютерных технологий при управлении режимами ЭЭС. Для современных условий его отсутствие недопустимо.

Предлагаемый учебник включает в себя два раздела. Первый раздел («Основы управления энергетическими режимами электрических станций и энергосистем») содержит материал по режимным задачам, основам управления режимами, энергетическим балансам мощности и энергии. Второй раздел («Оптимизация режимов») посвящен моделям и методам оптимизации энергетических режимов. Оптимизация режимов – это важнейшее звено в достижении минимума затрат на энергоснабжение потребителей.

Главная цель книги – дать в доступной для студентов форме содержание и принципы решения основных энергетических задач по энергоснабжению потребителей в современных условиях функционирования энергетики.

Учебник может быть полезен инженерам энергетических предприятий.

Авторы признательны за замечания рецензентам учебника д-ру техн. наук, профессору А.Г. Фишову, д-ру техн. наук, профессору Ю.А. Секретареву.

Авторы будут признательны читателям за замечания об имеющихся недостатках и за советы по изложению рассмотренных вопросов, которые просим направлять по адресу: 630073, г. Новосибирск, пр-т К. Маркса, 20.

Р а з д е л 1

ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В базовой подготовке студентов энергетических специальностей (для энергетической отрасли) предусмотрено изучение техники, технологии и управления энергетическими объектами. Рассматриваемые в учебнике вопросы относятся к последнему из названных разделов – управлению энергетическими объектами.

Вместе с тем читатель должен знать технику и технологию, так как без них нельзя понять вопросы управления. В первый раздел книги включен материал, который базируется на этих данных. Многие вопросы изложены фрагментарно, в минимальном объеме, необходимом для целостной картины по энергетическим режимам. Основными являются знания особенностей и возможностей электростанций и энергосистем.

На базе общих знаний в первом разделе названы и рассмотрены основные задачи управления энергетическими режимами станций и энергосистем.

В целом материал первого раздела позволит читателю:

- *понять смысл и содержание задач управления энергетическими режимами;*
- *определить основные пути управления режимами;*
- *оценить важность режимных задач при функционировании энергетики.*



1. Почему существуют ОЭС?
2. Как организована зона обслуживания одной ОЭС?
3. Почему ОЭС подчиняются СО?



Глава 1

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Краткое содержание главы

Энергетическая система
Требования к энергоснабжению потребителей
Иерархичность управления
Средства и системы управления энергетическими объектами
Компьютерные системы управления
Бизнес-процесс и экономичность режимов

1.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Энергетика является отраслью жизнеобеспечения. С ней неразрывно связаны экономика государства, его политика, хозяйственная деятельность, жизнь населения. Положение государства в мировом сообществе прямо зависит от состояния энергетики.

Это очень сложная, 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 на электронном уровне совпадают 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 %.
- 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.

Понятия об энергетической системе

Энергетика – это сложный объект производства, большая система, в которой функционируют взаимосвязанные подсистемы ТЭР, обеспечивающие потребности народного хозяйства в органическом и ядерном топливе, в электрической, тепловой и гидроэнергии (рис. 1.1).

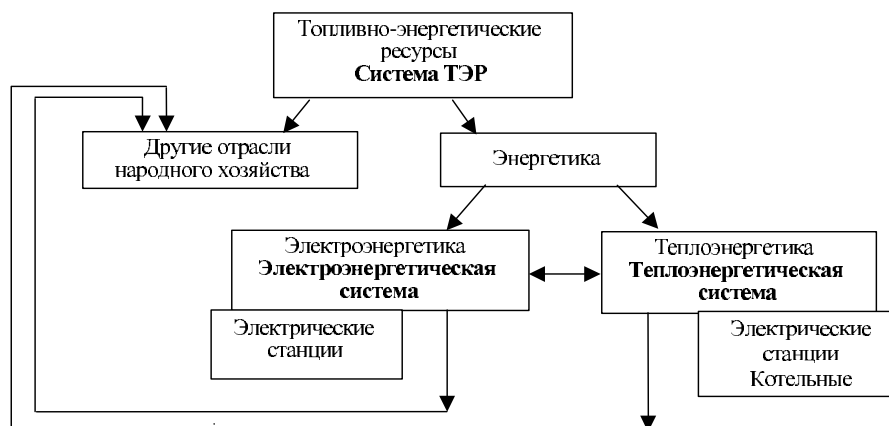


Рис. 1.1. Отраслевая структура большой энергетической системы (БЭС)

Любые задачи по развитию или эксплуатации систем и их объектов необходимо решать с учетом этих связей. В настоящей работе рассматриваются в основном электроэнергетические системы. Электроэнергетическая система включает в себя электрическую и энергетическую. Дадим им определения.

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

Энергетическая система – это совокупность электрических станций, подстанций, потребителей электрической и тепловой энергии, связанных между собой 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.

В масштабах одной энергетической системы могут выделяться локальные подсистемы, которые определяются видом технической, хозяйственной деятельности, видом рынка, формами собственности, договорными отношениями. Однако и при этом электрические связи между локальными подсистемами остаются. И только отдельные станции будут работать изолированно на своих потребителей.

Работа в энергосистеме имеет ряд технических и экономических преимуществ: увеличивается использование установленной мощности, режим станций становится более равномерным, уменьшается зависимость станций от случайных колебаний нагрузки; режим мощностей, электроэнергии, частота, напряжение меняются в лучшую сторону; создаются более благоприятные условия для использования 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.

Недостаток крупных объединений заключается в сложности управления такими объектами. Нужны комплексы средств и систем, которые позволили бы управлять системой как единым целым.

Уникальным примером преимуществ объединения станций в систему служит Единая энергосистема СССР, включавшая 11 объединенных энергосистем. Мощное территориальное объединение обеспечивало большие преимущества при функционировании энергосистемы, но особенно при ее 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 и Ангаро-Енисейского каскада ГЭС, не было бы ВЛ с напряжением 500 кВ и выше.

Высокая эффективность объединения обусловлена и тем, что территория СССР включала шесть часовых поясов и занимала пространство от западных границ до Дальнего Востока (отметим, что ЕЭС на Востоке простиралась только до Забайкалья) и от Северного Урала до Черного и Каспийского морей.



При этом в объединении ярко проявлялся широтный эффект. За счет широтного эффекта 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 г. 2 млрд руб., а ежегодные эксплуатационные издержки снизились на 700 млн руб. Этих средств было достаточно для строительства двух-трех электростанций.

Приведенный пример показывает, что работа электростанций в объединении всегда выгоднее, чем изолированная. Выигрывают экономика и энергетика страны, энергетика отдельных регионов, потребители, население.

Виды энергосистем по составу генерирующих мощностей

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

- Первый – тепловые энергосистемы. Здесь работают только тепловые станции или тепловые и атомные. Все функции возлагаются на ТЭС, и это вызывает определенные трудности, поскольку тепловые станции не обладают высокой маневренностью и регулируемыми способностями.
- Второй – смешанные энергосистемы, их еще называют гидротепловыми. В этих системах работают и ГЭС, и ТЭС. Многие режимные задачи в смешанных энергосистемах решаются легче, чем в тепловых, но возникают большие трудности в определении режимов ГЭС.
- Третий – гидроэнергетические системы, в которых есть только ГЭС.

Технологический процесс производства энергии в системах различного вида протекает по-разному, и это влияет на режимные задачи. Наиболее общими характеристиками обладают смешанные энергосистемы, они в дальнейшем и будут рассматриваться.

При работе в системе проявляются особые свойства электростанций, их назначение и возможности. Важнейшая особенность ГЭС – изменчивость ее режима и зависимость его от речного стока. Природные гидрологические условия всегда переменны. ГЭС отдает в систему такую выработку и мощность, которые зависят от гидрологических условий. Влияние изменчивости речного стока уменьшается с помощью водохранилищ. Водохранилища ГЭС перерегулируют сток реки в соответствии с потребностями системы. Потребители увеличивают 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. Бывают 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. Очень важно понимать, что ГЭС гарантирует свою выработку с определенной обеспеченностью, которая всегда меньше единицы. Если обеспеченность стока ниже расчетной, то нарушаются и гарантированные 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 станция 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 может 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 находится достаточное количество топлива, то работа ТЭС обеспечена на 100 %. Только в случае технических причин ТЭС может иметь ограничения по мощности.

Структура мощностей системы определяется в период проектирования, и в эксплуатации ее изменить 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 устанавливаются соотношение станций различных типов (ГЭС, ТЭС, АЭС) и их параметры. Определяются возможности станций при выполнении ими различных функций, их экономические характеристики. Если во время эксплуатации станции работают не так, как это предусматривалось при выборе структуры системы, то снижается их надежность и экономичность. Существуют экономико-математические модели по выбору оптимальной структуры мощностей ЭЭС.

При расчете оптимальной структуры решается задача покрытия пиковых нагрузок. Покрытие пиковых нагрузок осуществляется гидростанциями, КЭС с докритическими параметрами пара, конденсационными мощностями ТЭЦ, ГАЭС и ГТС. Базовую нагрузку несут крупные КЭС и АЭС. Таким образом, *энергосистема всегда имеет собственные 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.

Технологический процесс в энергосистеме

Технологический процесс – это процесс преобразования первичного энергетического ресурса (органического топлива, гидроэнергии, ядерного топлива) в конечную продукцию (электрическую энергию, тепловую энергию) (рис. 1.2). Есть несколько этапов преобразования энергии. В котле К энергия горения топлива преобразуется в тепловую. Котел – это парогенератор. В турбине тепловая энергия преобразуется в механическую. В генераторе 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 ГАЭС, ядерных реакторов, электрического оборудования (генераторов, трансформаторов, ЛЭП и др.). Необходимо выбирать состав работающего оборудования, режим его загрузки и использования, соблюдать все ограничения и нормативы на технические параметры, добиваться максимального КПД.

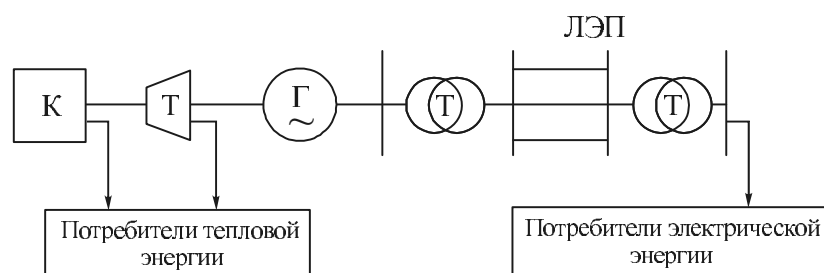


Рис. 1.2. Схема технологического процесса в энергосистеме:

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

Такое деление основано главным образом на различии фундаментальных физических законов, определяющих эти части. Для частей 1 – это преобразование первичного ресурса в механическую энергию вращения турбины, для 2 – теплопередачи, для 3 – электротехники.

Производственный процесс энергетических объектов

Производственный процесс включает все сферы деятельности предприятия, а не только технологические (рис. 1.3): снабжение, планирование, труд, кадры и пр. Они также влияют на издержки управления, цены на продукцию и конкурентные преимущества предприятия на рынке. В России функционирует электроэнергетический рынок. Успех на рынке прямо связан с эффективностью всех функций управления, но немаловажную роль играют режимные задачи, которые рассматриваются как элемент различных видов деятельности. Затраты на производство электроэнергетической продукции в цикле технологического процесса примерно на 50 % определяют общие издержки.

Предприятия энергетики различаются технологическим и производственным процессами. Это электрические станции, энергетические системы, сетевые предприятия, осуществляющие транспорт энергии, предприятия сбыта, ремонта, снабжения и др.



Рис. 1.3. Схема производственного процесса в энергетике

В энергетике может быть одно или несколько предприятий (рис. 1.3) с хозяйственной самостоятельностью и с различными формами собственности. Сейчас имеются государственные предприятия, предприятия коллективной собственности, предприятия частной собственности. Энергетические компа-

нии могут быть либо энергосистемой, либо только генерирующим или сетевым предприятием и др. Хозяйственная форма влияет на коммерческую и технологическую деятельность предприятия. Есть определенная специфика решения режимных задач для предприятий с различными техническими целями и хозяйственными формами. В настоящем учебнике даются общие принципы и методы решения режимных задач, на основе которых разрабатываются различные прикладные задачи для разнообразных условий.

Управление режимами ЭЭС

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

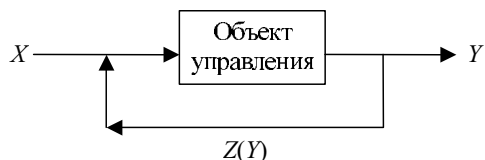


Рис. 1.4. Схема управления режимами

Могут быть различные ситуации по состоянию параметров X и Y . Если они находятся в допустимой области,

когда соблюдаются все ограничения, требования и нормы, то это нормальное состояние объекта управления. Такие режимы называются *нормальными*. Основная задача управления нормальными режимами – соблюдать все требования к энергоснабжению и добиваться экономичности режимов.

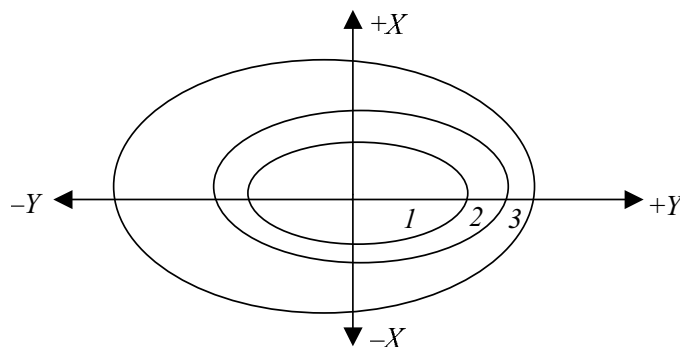


Рис. 1.5. Области режимов:

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

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 – повысить 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 (рис. 1.5). 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, аварийное отключение оборудования, нарушения устойчивости, короткие замыкания в сетях и др. В системе и на отдельных объектах имеются средства и системы управления, которые обеспечивают обратную связь и с их помощью осуществляется воздействие на систему. Главная задача – быстро ввести режим в допустимую область. Соображения экономичности отступают на второй план.

1.2. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Потребители энергии предъявляют к энергоснабжению следующие основные требования [8, 11]: *бесперебойность; надежность; обеспечение качества энергии; обеспечение экономичности энергоснабжения*.

Сейчас в полной мере вопросы выполнения этих требований не решены.

Первое требование – обеспечение бесперебойности энергоснабжения. Выполнение этого 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 передавать необходимую энергию, должен быть соответствующий запас топлива. Бесперебойность зависит от всего комплекса возможностей объектов системы. При развитии системы и при ее эксплуатации определяются такие параметры системы, которые обеспечивают бесперебойность энергоснабжения.

Второе требование – обеспечение надежности 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



нецелесообразно обеспечивать сверхвысокий уровень надежности в этих редких случаях. Лучше допустить перерыв в электроснабжении. Важно, чтобы потребитель знал, какой уровень надежности ему гарантирован. Если же он требует индивидуально высокого уровня 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, например 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 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. Для безопасности турбин, котлов и трансформаторов необходимо, чтобы параметры режима не выходили за допустимые пределы.

Конечно, бывают случаи, когда в энергетической системе происходят сверхтяжелые аварии и тогда все гарантии надежности нарушаются. Так было в Нью-Йорке в ноябре 1965 г., когда в результате системной аварии отключились все электростанции и на 14 часов город и пригороды с населением 30 млн человек остались без энергии. Транспорт, подача воды, лифты, промышленные предприятия – все остановилось. В июне 1977 г. подобная авария повторилась. Такая же авария была и во Франции. В 2002 – 2003 гг. похожие аварии происходили в Европе и Америке. После этих тяжелых аварий определенные меры повышения надежности электроснабжения были приняты.

По надежности потребители электроэнергии разделились в прежнем ГОСТе на три категории.

В *первую* входят 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, предприятия по выплавке стали, животноводческие фермы.

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

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



Надежность электроснабжения обеспечивается созданием соответствующей схемы (схемная надежность), применением соответствующих агрегатов, коммутационных аппаратов, трансформаторов (аппаратная надежность). Она достигается при проектировании оборудования и при его правильной эксплуатации. Наконец, надежность связана с режимами. Чтобы режимы были надежны, необходимо принимать обоснованные решения по использованию оборудования, станций и системы, по обеспечению устойчивости систем и др. Это режимная надежность.

Для обеспечения надежности выделяются резервы: при передаче энергии по ЛЭП, при выборе трансформаторной мощности, коммутационных аппаратов, мощностей станций. В ЭЭС всегда имеется аварийный резерв мощности.

Содержание резерва требует затрат как при создании системы, так и при ее эксплуатации. Очевидно, что затраты зависят от категории потребителей по надежности и соответственно должны учитываться в ценах на электроэнергию.

Третье требование – обеспечение качества энергии, отпускаемой потребителям. Для потребителей электроэнергии качество – это частота тока системы и напряжение в тех узлах сети, от которых потребитель получает электроэнергию. Частота поддерживается и регулируется с использованием специального резерва мощности – частотного. Напряжение поддерживается трансформаторами и автотрансформаторами с регулированием коэффициента трансформации и с использованием источников реактивной мощности.

Для потребителей тепловой энергии параметром качества служат 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. Необходимы определенные системы автоматики, специальные технические решения. Для многих контролируемых параметров качества устанавливаются нормативы по их величине и допустимым отклонениям.

Четвертое требование – экономичность энергоснабжения. Это требование зависит от цены товара на рынке, который является регулятором цен. Цена продажи существенно зависит от конкурентности рынка. Не касаясь этих



вопросов, поскольку они выходят за рамки настоящей работы, отметим, что цены зависят от затрат на производство энергии. Если затраты минимальные, то они обеспечивают предприятию-продавцу конкурентные преимущества по цене. Для выполнения этого условия необходимо минимизировать все составляющие затрат. При управлении режимами должны минимизироваться удельные расходы топлива на производство энергии, расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, потери электроэнергии при транспорте ее по сетям.

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.

1.3. ИЕРАРХИЧНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ

Принципы управления ЕЭС с использованием всей совокупности средств управления сложились в период СССР [3, 5]. Большая сложность системы требовала определенных решений по созданию систем и средств управления. Полученный опыт показал, что эти системы обеспечивают управляемость системы при любых ситуациях, особенно при авариях. Отдельные энергосистемы, станции, электроприемники потребителей при совместной работе в электрической системе связаны на электронном уровне, что существенно влияет на систему управления.

В 1991 г. началось реформирование энергетики и был создан рынок электроэнергии. Изменилась форма собственности. Объекты энергетики стали не государственными, а акционерными. Каждый собственник получил право влиять на управление по своему усмотрению. Конечно, это положение внесло определенные изменения в систему управления. Вместе с тем основные принципы управления сохранились. Системный принцип работы был и остается главным в электроснабжении потребителей.

Управление режимами сейчас осуществляется организационной системой «системный оператор». В ведении системного оператора – назначение режимов с учетом требований электроэнергетического рынка. Это коммерческие принципы, и в данной книге они не рассматриваются. Но технологические задачи также решаются для уровней управления ЕЭС, ОЭС и региональных систем.

При управлении энергетическими системами приходится решать много сложных задач, требующих большого объема информации и использования различных математических методов. Это и много других факторов приводят к



необходимости создавать многоуровневую схему управления режимами. Схема организована по иерархическому принципу, при котором все решения верхнего уровня обязательны для нижнего. В энергетике применяется три иерархических принципа управления режимами: иерархия в пространстве, во времени и ситуативная.

Иерархия в пространстве имеет четыре уровня управления. Этот вид иерархии 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 уровне ЕЭС создан оптовый рынок электроэнергии и формируются отношения купли-продажи при взаимодействии региональных энергосистем, отдельных энергетических предприятий и отдельных крупных потребителей. Определяются продажа и покупка мощности и энергии между всеми субъектами рынка.

Поскольку управлять режимами всех зон электроснабжения страны с этого уровня очень сложно, созданы органы управления по крупным зонам электроснабжения, объединяющим объединенные энергосистемы ОЭС.

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

- *Третий уровень* – управление режимами районной энергосистемы или отдельными предприятиями определенной административно-территориальной единицы. Это уже региональный рынок электроэнергии. 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, обязательны для районной энергосистемы и отдельных предприятий.

- *Четвертый уровень* – электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей, обеспечивающие энергоснабжение на уровне региональной энергосистемы. Здесь определяется режим агрегатов с учетом тех заданий, которые установлены на уровне района энергоснабжения.

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.

На рис. 1.6 показана схема оперативно-диспетчерского управления, в которой реализован принцип пространственной иерархии.

Первый уровень – центральное диспетчерское управление (ЦДУ) Единой энергосистемой, входящее в структуру исполнительного аппарата Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС)

Второй уровень – объединенные диспетчерские управления (ОДУ) энергообъединениями

Третий уровень – региональные диспетчерские управления (РДУ) энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации

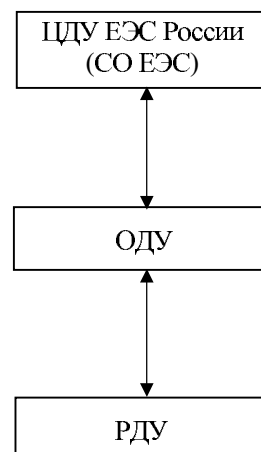


Рис. 1.6. Структурная схема пространственной иерархии органов оперативно-диспетчерского управления

Иерархия во времени 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 с заблаговременностью до года или нескольких лет. Поскольку с такими периодами упреждения известна не вся необходимая информация, многие детали при планировании опускаются. Цель такого планирования – определить те режи-



мы, которые необходимы для планирования хозяйственной, технической и финансовой деятельности. Очень важен этот этап расчетов для решений о долгосрочных 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 играют планы с суточной заблаговременностью. На этом этапе уже известны необходимые детали, определяющие режимы. Однако энергосистемы подвержены влиянию многих случайных факторов, и поэтому краткосрочные планы также требуют корректировки.

Третий уровень – 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.

Ситуативная 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 будет 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 их решении и позволяет повысить эффективность управления режимами.

1.4. СРЕДСТВА И СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ

Система управления энергетическим производством – это совокупность организационных систем управления, диспетчерского управления и средств автоматического управления. Эта управляющая производственная система является подсистемой более сложной системы управления и подвержена воздействию множества случайных и неопределенных факторов [1, 3, 7].

Все системы управления взаимосвязаны, но у каждой есть свои функции:

1) производственно-хозяйственное управление на базе организационной структуры управления;



2) оперативно-диспетчерское управление с использованием технических и организационных средств диспетчерского управления;

3) автоматическое управление с использованием режимной, технологической и защитной автоматики.

Организационное управление. Подразделения оргструктуры предприятия занимаются управлением хозяйственной деятельностью. В ряде подразделений решаются в определенном объеме режимные задачи, например, в отделе маркетинга, планирования, финансов, производственных. При этом соблюдается иерархия во времени и пространстве. Например, планируются 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. Разработаны соответствующие методы расчетов для решения необходимых задач.

Органы оперативно-диспетчерского управления отвечают за оперативное планирование и управление режимами.

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 при управлении нормальными режимами и, что очень важно, аварийными. Процессы протекают на электронном уровне, и человек не способен адекватно реагировать на ситуацию.

Средства и системы автоматического управления (САУ)

Технологическая автоматика (ТА) обеспечивает пуск (остановку) агрегатов, перевод из режима генератора в режим синхронного компенсатора и обратно. Технологическая автоматика имеет специальную программу управления, отвечающую требованиям к энергоснабжению, на всех станциях. Применяется она для управления потоками мощности между энергосистемами и настраивается в соответствии с графиками перетоков мощности.

От командного импульса на пуск агрегата, который задается человеком, автоматизирован весь процесс до включения агрегата в сеть. За две-три мину-



ты автоматически включается агрегат мощностью 500...600 МВт. Самый опытный человек не мог бы выполнить эту операцию за такое время. Это создает гидроагрегатам громадные преимущества для регулирования мощности.

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 защищает оборудование 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 [1]. При достаточно высоком уровне ее исполнения она называется системой автоматического управления работой энергосистем по частоте и активной мощности – САУРЧМ. Такая система может управлять активными мощностями электростанций, энергосистем и объединений.

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

Автоматика аварийных режимов. Противоаварийная автоматика повышает устойчивость энергосистем и их надежность. 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. Разгрузка генераторов осуществляется в той части системы, где имеется избыток мощности. Без этого



генераторы системы «разгоняются» до недопустимых скоростей. При недостатке мощности предусматривается автоматическое отключение нагрузки. Таким образом, восстанавливается баланс мощности. ПАА использует все другие средства автоматики по управлению режимами генераторов, турбин, нагрузки. Это очень «умная» автоматика [1].

Функциональные группы режимной автоматики. Приведем пример функциональной автоматики крупного блока ТЭС. Функциональная автоматика призвана децентрализовать управление очень сложным объектом, таким как крупный блок ТЭС. Без такой декомпозиции процесс управления становится сложным. Каждая функциональная система имеет свои цели и представляет собой локальную систему 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, насколько сложна тепловая станция. Технологическая и режимная автоматика играет громадную роль в управлении технологическим процессом. Чем выше уровень автоматизации технологических процессов, тем эффективнее процесс управления. Автоматика постоянно совершенствуется и внедряется во все этапы технологического процесса.

Наиболее автоматизированный объект технологического управления – это ГЭС, что обеспечивает самую высокую надежность гидростанций по сравнению с другими станциями и позволяет им выполнять практически все функции, требуемые энергосистемами.

Оперативно-диспетчерское управление электрическими системами обеспечивает непрерывное управление совместно работающими энергетическими объектами. Это многоуровневая иерархическая система (см. рис. 1.6), и на каждом уровне управления решаются определенные задачи. В оперативном управлении диспетчера находятся оборудование и устройства управления. Диспетчерский пункт оснащен средствами связи со всеми объектами, средствами автоматического управления и контроля, вычислительной техникой, системой АСДУ [3].

Диспетчерские системы управления в отечественной энергетике сложились в тридцатые годы XX века. Накоплен многолетний положительный опыт их работы. В настоящее время кроме управления технологическими процессами появились задачи коммерческого управления, которые решаются специальным персоналом диспетчерских пунктов. 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 корректировку режима по текущей оперативной информации.

Основные технические задачи диспетчерского управления включают:

- управление балансом мощности и энергии;
- управление потоками 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 со специальными коммерческими принципами. Он следит за объемом продаж и покупок и принимает решения при их отклонении от договорных величин, а также контролирует ограничения потребителей при нарушении платежной дисциплины. Обеспечивает покупателей информацией об изменении цен и объемов продаж. На рис. 1.7 показана схема основных систем управления.



Рис. 1.7. Схема средств и систем оперативного управления энергетическими системами и объектами

Права и обязанности технического и коммерческого диспетчера строго регламентированы.



1.5. КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

В СССР имелся громадный опыт создания компьютерных систем, но это все были в основном системы информационного содержания. Управляющие информационно-вычислительные системы в энергетике появились сразу, одновременно с первыми ЭВМ. Были созданы АСУ ТП различных объектов, автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), АСУ плановых органов государства, АСУ организационных систем, система автоматизированного проектирования (САПР). Эти наработки и сейчас служат основой алгоритмизации для многих задач и разработки вычислительных технологий. Однако техническая база вычислительной техники имеет радикально новые свойства по сравнению с первыми ЭВМ, и она позволяет решать задачи управления на новом научном уровне, т. е. использовать почти любой математический аппарат, сервисный и интерактивный режим, глубоко исследовать имеющиеся свойства системы и прогнозировать их в будущем; обеспечивает адаптивный режим и самообучение. Этих возможностей в прежних АСУ не было и не могло быть.

Главное, что сегодня компьютерные системы (КС) – это не просто инструментарий расчетов, а это идеология интеллектуального управления. Используется блочно-модульный принцип создания при связанности блоков по информации и логике процесса управления. Перечислим небольшую часть возможностей КС.

1. Алгоритмическая структура определяется на основе классификации функций и задач. Алгоритмическая связанность задач обусловлена технологическим и производственным процессами, и сейчас появились новые методы и средства моделирования.

2. Создание единой базы данных со свободным доступом к ней из всех узлов КС, что в прошлом было невозможно из-за недостаточного быстродействия и ограниченной памяти ЭВМ.

3. Использование принципа интерактивного режима для выработки решения, что служит неперенным условием для неопределенной среды.

4. Обеспечение сервиса, который стал залогом успешного использования КС, а это вызывает необходимость создания интерфейсов.

Интерактивный режим используется при кибернетическом управлении. В перечислении основы кибернетического управления есть позиция – «возрастает роль человека». Она возрастает в постановке задачи, в выборе модели, в снижении уровня неопределенности, в адаптации, и, следовательно, на всех уровнях разработки человек должен иметь возможность вмешаться в расчеты. От человека зависит информационная модель, в алгоритмизации – структура и др. Все это – элементы интерактивного режима.



Для того чтобы интерактивный режим был интеллектуальным, а не зависел от свободных решений человека, в компьютерную систему должны быть включены специальные модули внешнего математического обеспечения, которые позволяют прогнозировать, имитировать, оптимизировать и др. Это может происходить автоматически. В интерактивном режиме включены специальные процедуры учета неопределенности. Таким образом, кибернетические принципы позволяют создать интерактивную систему с интеллектуальными свойствами.

АСУ – автоматизированные системы управления

Эта аббревиатура применяется и сейчас. АСУ – это компьютерная система управления. Управляющие машины, микропроцессоры, вычислительные системы широко применяются в энергетике. На объектах, на отдельных агрегатах, для выполнения отдельных функций, в том числе и для управления режимами, стоят компьютерные системы управления [3, 10]. Будем понимать под автоматизированной системой управления человеко-машинную систему автоматизированного сбора и обработки информации, необходимой для управления.

Традиционно различают два вида АСУ, в которых решается различный комплекс задач. В АСУП (автоматизированных системах управления производством) решаются производственно-хозяйственные задачи. Сейчас повсеместно АСУП базируются на персональных ЭВМ (ПЭВМ) и вычислительных сетях ПЭВМ. В АСУ ТП (автоматизированных системах управления технологическим процессом) решаются задачи управления технологическим процессом станций, подстанций, блоков ТЭС, агрегатов, систем, машин, механизмов. Схематично остановимся на АСУ ТП, так как в них решаются режимные задачи.

АСУ имеет определенную содержательную структуру – составные части [5]: техническое обеспечение; информационное обеспечение; математическое обеспечение; кадровое обеспечение.

Техническое обеспечение – это весь комплекс технических средств. В АСУ ТП входят несколько видов технических средств.

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

2. Технические средства сбора информации. Информация поступает с измерительных датчиков, которые установлены на машинах, механизмах, в схемах. Передается информация по каналам телемеханики. Измеряются аналоговые параметры (токи, напряжения, мощности, температура), дискретные (со-



стояние элементов, например, «включен» или «отключен»), числоимпульсная информация, которая поступает со счетчиков электрической энергии. Информация может поступать и от человека. Если объект удален от ЭВМ, то используется аппаратура передачи данных.

3. Технические средства отображения информации. Они включают все формы отображения для персонала, которые традиционно сложились 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.

5. Технические средства общения человека с ЭВМ. Используется также специализированная клавиатура диспетчера.

Информационное обеспечение АСУ – это состав информации, которая необходима для управления, ее сбор и обработка. 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 одну-две секунды подавать импульс на регулирующие органы. Обрабатывается информация специальным программным комплексом.

Математическое обеспечение АСУ. Сама вычислительная система имеет внутреннее математическое обеспечение, которое осуществляет 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. Отметим, что при создании АСУ на математическое обеспечение тратится денег в два-три раза больше, чем на технику. Интересно высказывание Билла Гейтса, 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.).

Кадровое обеспечение. АСУ будет полноценной системой только при наличии высококвалифицированных кадров, обладающих широкими знаниями в областях вычислительной техники, математики и энергетики.



Основные задачи АСУ ТП. Дадим лишь некоторые примеры для основных задач, поскольку в полном объеме этот вопрос рассмотреть невозможно. Задач много, и они очень разнообразны [3, 10].

Сбор и обработка информации. Это типовые задачи, и они существуют в АСУ ТП всех объектов ГЭС, ТЭС, ПС. Существует первичная и вторичная обработка информации. Первичная обработка информации выполняется в каждом цикле опроса и обеспечивает ее достоверность. Датчики могут быть неисправными, возможны какие-то случайные кратковременные изменения контролируемых параметров, и необходимо это выявить и устранить. При первичной обработке исключаются неверные данные, осуществляются сглаживание, усреднение, проверка достоверности, проверка пределов изменения данных.

При вторичной обработке информация усредняется на заданных интервалах дискретности (час, сутки, месяц), создаются массивы статистической информации, производится ее отображение и печать.

Особыми становятся 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.

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

В АСУ ТП ГЭС оптимизируется режим использования водных ресурсов водохранилища, определяется оптимальный состав и режим агрегатов, регулируется напряжение, рассчитываются технико-экономические показатели.

В АСУ ТП подстанций решаются задачи управления трансформаторами, управления коммутациями, учета отпуска электроэнергии.

В АСДУ (автоматизированная система диспетчерского управления) энергосистем прогнозируются нагрузка и электропотребление, планируются балансы мощности и энергии с различным упреждением, планируются и осуществляются оперативные переключения, выполняются расчет установившегося режима системы и расчет устойчивости. Большой комплекс задач связан с контролем (состояния станций, сетей, перетоков, потерь, стоимости энергии, ПАА).

К сожалению, необходимо отметить, что в современных компьютерных системах число решаемых задач существенно уменьшилось по сравнению с тем, как это было в АСУ. Основная причина – необходимость их перепрограммирования для современных ЭВМ.



Кибернетические принципы

Кибернетические принципы управления требуют существенного развития компьютерных систем – это одно из будущих направлений. Кибернетика из теоретической области суждений сейчас перешла в область прикладного применения, что связано с компьютеризацией. Термин «кибернетика» и «кибернетическое управление» широко применялся в период 1980–1990 гг. В то время кибернетические принципы были нереализуемы из-за ограниченных возможностей ЭВМ. Сегодня вычислительные системы и компьютерные технологии позволяют их реализовать.

На основе анализа многих работ назовем самые значимые вопросы кибернетического управления режимами ЭЭС.

- Управление становится информационным. Это требует использования современных компьютерных систем и информационных технологий.
- Оптимизация – базовый принцип принятия решения. Управление все больше становится многокритериальным. Требуются серьезные методические и научные разработки связи однокритериальной и многокритериальной оптимизации. Сохраняя однокритериальную основу решения многих задач, необходимо находиться в концепции многокритериальности.
- Экстремум сложной многоцелевой функции отражает свойства системы, которые имеют большие различия. Чаще всего такие задачи не могут быть строго формализованы, и без участия человека получить решение невозможно.
- Прогнозирование приобретает все большую роль в управлении.
- Трудности формализации задач увеличиваются, и роль человека в их преодолении усиливается.
- В кибернетических системах применяются главным образом модели задач, в которых не раскрываются суть задачи и особенности системы. Главное же – это исследование поведения системы.

На рис. 1.8 приведен очень упрощенный пример современной разработки. Система включает в себя несколько блоков.

- Взаимосвязанные задачи Ω с различными временными параметрами: модель задачи при развитии во времени $M\Omega$, и без $M\Omega$ (рис. 1.8, 1).
- Информационное обеспечение задач (рис. 1.8, 2 и 3).
- Блок прогнозирования (рис. 1.8, 4).
- Реализация интерактивного режима (рис. 1.8, 5 и 6).

В этой схеме прогнозы и план связаны, оптимизация ведется в блоках с использованием математических моделей решения задач. С учетом неопределенности рассчитываются альтернативы для Y и в интерактивном режиме, где увеличивается роль человека, составляется план.

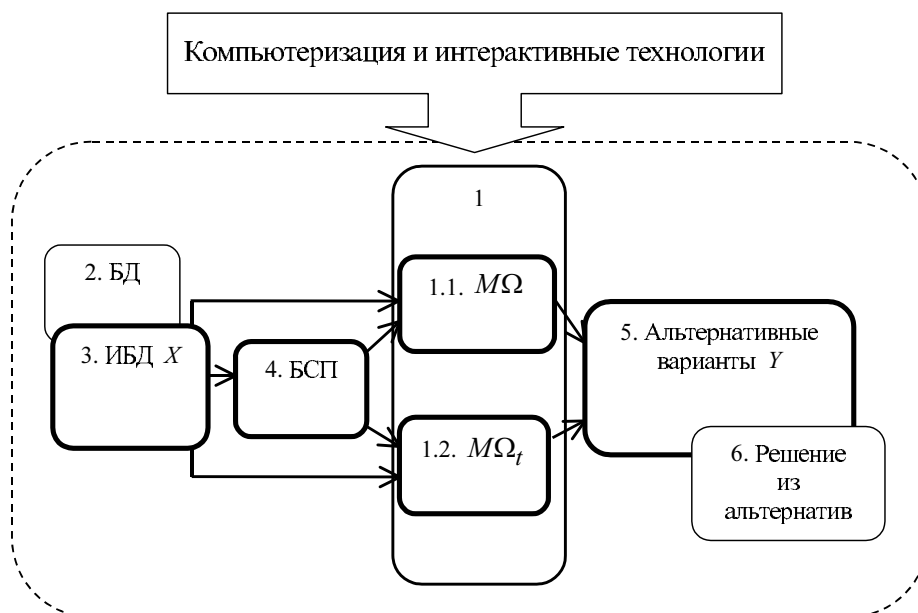


Рис. 1.8. Схема блоков системы расчета режимов ЭЭС:

БД – база данных; ИБД – информационная база данных; БСП – блок системы прогнозов

Если говорить о еще более отдаленном будущем, то это интеллектуальные системы, будут самонастраивающиеся.

1.6. БИЗНЕС-ПРОЦЕСС И ЭКОНОМИЧНОСТЬ РЕЖИМОВ

Системы электроэнергетики постоянно меняют свои свойства. Если анализировать существующие изменения различных показателей деятельности ЭЭС за последний период, то картина выглядит следующим образом. Коммерческие показатели (доходность, прибыль, стоимость акций) с 1992 г., когда был создан электроэнергетический рынок, постоянно улучшаются. Это как будто говорит об эффективности управления. Но все показатели технической и экономической деятельности имеют отрицательную тенденцию. Понизился КПД электростанций и передачи электроэнергии по электрическим сетям, возросли удельные расходы топлива на ТЭС, снизилась эффективность использования водных ресурсов ГЭС, выросла себестоимость электроэнергии, понизилась надежность электроснабжения и производительность труда, не соблюдается ГОСТ по качеству напряжения. Если судить по этим показателям, то эффективность деятельности энергетики оценивается отрицательно.



Имеется множество публикаций и обширная информация в Internet по этой проблеме. Проблема чрезвычайно актуальна. Она активно решается многими организациями, учеными и практическими работниками.

Что касается экономичности режимов, то существуют противоположные мнения. Авторы излагают свои суждения, и это одно из частных мнений.

Производственный процесс (рис. 1.9) – это начало бизнес-процесса. Блоки бизнес-процесса – это области деятельности предприятия: производство продукта, финансы, потенциал персонала (профессиональный уровень), маркетинг [45].

1. Внешняя информация на входе

Ресурсы предприятия: топливные, материальные, финансовые и трудовые. Топливные ресурсы – определяющая входная информация. Все другие составляющие ресурсов первоначально не учитываются (кредиты, займы).

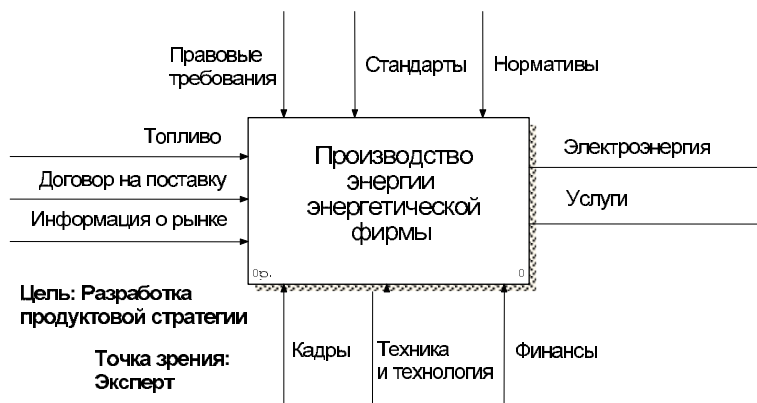


Рис. 1.9. Схема блока – «производственный процесс»

2. Ограничения

- Поскольку энергетика есть отрасль жизнеобеспечения, государственные и общественные институты в определенной степени контролируют ее деятельность и накладывают на эту деятельность ограничения.

- Правовые ограничения. В число ограничительных механизмов входят законы и подзаконные акты (антимонопольное и экологическое законодательство, контроль цен и тарифов).

- Стандарты на качество электроэнергии по напряжению и частоте.

- Нормативы, которые учитываются при установлении цен и тарифов (по удельному расходу топлива, по потерям электроэнергии, по техническим параметрам оборудования).

3. Граничная информация о ресурсах

• Кадры, больше чем техника, определяют эффективность действий. Они являются важнейшим механизмом реализации бизнес-процесса.

• Громадное значение имеют состояние техники и технологии, возможность расширения производственных мощностей, возможность своевременной переориентации производства.

• Финансы. На финансы влияют федеральная и местная власть, акционеры, кредиторы.

В бизнес-процессах всегда отражаются стратегии. Это принципиальное положение. Только стратегии определяют виды и результаты деятельности. Стратегий управления энергетическими объектами много: деловые стратегии бизнеса, конкурентные стратегии (конкурентной борьбы и конкурентных преимуществ), стратегии маркетинга (сегментация и продвижение товара), инновационные, сбыта, снижения издержек и др.

В настоящее время все больше внимания уделяется созданию полноценного конкурентного как оптового, так и розничного энергетического рынка, способствующего новому развитию электроэнергетической отрасли, но говорить о его качественном функционировании на практике пока не приходится.



Рис. 1.10. Показатели оценки стратегий



Достаточно долгое время электроэнергетика считалась монопольной отраслью, объединяющей производство, передачу и сбыт электроэнергии. Но общая тенденция направлена на создание конкурентного рынка. Сейчас модель энергетического рынка следует определять как олигопольную. Это означает диктат цен на электроэнергию.

Критерии действия на рынках зависят от тактики и стратегий. Для тактических действий основной критерий – это максимум прибыли. Для монопольного и олигопольного рынков он очень слабо связан с критериями эффективности производства и в основном зависит от умения получить выгоду для продавца. Только при конкурентном рынке существует прямая связь между издержками производства и ценой, но сейчас в России такого рынка нет.

Критерии различных стратегий направлены на создание рыночных преимуществ (рис. 1.10). Эти показатели требуют серьезных инвестиций, и они включаются в цены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 1

Приведенные краткие сведения говорят о сложности энергетики как объекта управления. Режимные задачи – важнейшая составляющая технического и экономического управления энергетикой. Основные из них будут излагаться в последующем материале, но необходимо подчеркнуть, что эти задачи разнообразны и в одной книге рассмотреть их детально невозможно. Режимные задачи включают короткие замыкания, устойчивость электрических систем, тепловой режим станций, регулирование водно-энергетических режимов ГЭС и многое другое. Они являются предметом специальных дисциплин энергетического образования, и им посвящена специальная литература. Данная работа будет посвящена в основном энергетическим задачам и принципам их решения для управления нормальными режимами ЭЭС.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Дайте определения «Электроэнергетическая система», «Электрическая система», «Энергетическая система».
2. Назовите основные параметры и характеристики электроэнергетической системы России.
3. Какова структура энергетической системы страны?
4. Какие различия принципиальны для тепловой и гидротепловой энергетических систем?



5. Назовите основные требования к энергоснабжению потребителей. Поясните их содержание.
6. Почему при построении систем управления энергетикой применяются иерархические принципы? Какие виды иерархии используются в энергетике?
7. Какие средства и системы применяются для управления режимами станций и систем?
8. Какие средства и системы автоматического управления применяются при управлении электрическими станциями и системами?
9. Какие функции выполняет технологическая, режимная и противоаварийная автоматика?
10. Что такое компьютерные системы современного уровня развития ?
11. Каково назначение АСУ? Назовите виды АСУ по их назначению. Что такое АСДУ? Назовите основные задачи, решаемые в АСДУ. Назовите основные задачи, решаемые в АСУ ТП.
12. Каковы назначение и принципы организации оперативно-диспетчерского управления? Какое место отводится оперативно-диспетчерскому управлению в решении режимных задач?
13. Какие требования должны выполняться при энергоснабжении потребителей и кто их гарантирует?
14. Как оценивается экономичность режимов? Какие применяются показатели?
15. Кто отвечает за экономичность режимов ЭЭС?
16. Как влияют коммерческие принципы электроэнергетического рынка России на режимы предприятий энергетики ?
17. Дайте общую картину особенностей управления режимами электроэнергетических систем.

? Изложите ваше мнение о том, как можно повысить эффективность производственных процессов в ЭЭС, на электростанциях и на предприятиях электрических сетей.



Глава 2

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Краткое содержание главы

Потребители электроэнергии
Электроприемники промышленных предприятий
Графики нагрузки потребителей
Показатели электропотребления и мощности потребителей
Нагрузка энергосистемы

2.1. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потребители определяют условия работы энергосистем. Известно, что в энергетике продукция не может складироваться. Режим производства и потребления совпадает по времени. Утрируя, можно сказать, что каждая включенная лампочка влияет на режим ЭЭС.

Спрос потребителей характеризуется мощностью нагрузки (обычно применяют термин «нагрузка») и ее изменением во времени, т. е. графиками нагрузки потребителей $P(t)$. Важной характеристикой служит электропотребление на определенных интервалах времени (за сутки, месяц, год, несколько лет).

В отдельных энергосистемах структура потребления электроэнергии и мощности может различаться в зависимости от состава потребителей. Основной потребитель – это промышленность, она существенно обуславливает режим потребления (табл. 2.1).

Определим понятие «потребитель электроэнергии».

- Физическое лицо, отдельный человек. Изучать данные для отдельного потребителя невозможно. Приходится рассматривать эту категорию как совокупного потребителя по определенной территории (город, регион, село, страна, ...).
- Объект производства (промышленное предприятие, больница, школа, ...).
- Отрасль потребления и производства (промышленность, сельское хозяйство, электрифицированный железнодорожный транспорт, строительство,



коммунально-бытовая сфера потребления). Масштаб потребления по отраслям характеризует промышленный потенциал государства, социальные условия жизни населения и другие макроэкономические величины. Отраслевое потребление электроэнергии связано с тарифами. Например, по принятым тарифам промышленность и железнодорожный транспорт переплачивают за электроэнергию, а население и сельское хозяйство недоплачивают.

- Регион или другая административно-территориальная единица (страна, область, город, село).

- В отдельных случаях энергосистема взаимодействует с индивидуальными потребителями – с алюминиевыми комбинатами, лесопромышленными комплексами, космодромами, объектами ВПК и др.

При рассмотрении энергетических балансов важны все эти категории, но невозможно построить эффективную систему управления с учетом всех видов потребителей. При определении режимов системы потребитель рассматривается как некая интегральная категория, например, как суммарный график нагрузки энергосистемы или суммарное электропотребление. В данной работе основное внимание уделяется нагрузке и электропотреблению системы. Но для понимания требований к энергоснабжению рассматривается вопрос о том, как отдельные потребители влияют на суммарный режим потребления в системе.

2.2. ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Электроприемники преобразуют электрическую энергию в механическую, световую, тепловую, химическую, в энергию электростатических и электромагнитных полей. В зависимости от процесса преобразования энергии имеются: электродвигатели, электротермические установки, электрохимические установки, установки электроосвещения, установки электромагнитных и электростатических полей, электрофильтры, устройства искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий (рентгеновские аппараты, установки ультразвука). *Совокупность электроприемников называют электропотребителем (потребителем)*. Ориентировочные данные об электроприемниках для Новосибирской области приведены в табл. 2.1. Их режим существенно различается.

Таблица 2.1

Структура потребления электроэнергии в системе, процент общего

Наименование отрасли	Потребление электроэнергии
Промышленность	35
Сельское хозяйство	4
Транспорт	17,2
Другие	43,8



Крупные электроприемники с неравномерной нагрузкой

Дуговые сталеплавильные печи. Распространенным типом мощных электроприемников являются дуговые сталеплавильные печи, которые устанавливаются на машиностроительных и металлургических заводах. Электрическая нагрузка дуговых сталеплавильных печей – непрерывно циклическая. Циклическость сопровождается значительным изменением их мощности (рис. 2.1). Печи работают круглосуточно и проводят большое число плавов. Мощность печи меняется от 0 до 20 МВт. Изменение нагрузки печи – процесс случайный, что связано с неустойчивым горением дуги в дуговых сталеплавильных печах. При работе печи резко меняются потребляемая реактивная мощность и напряжение, поэтому необходима повышенная надежность электроснабжения.

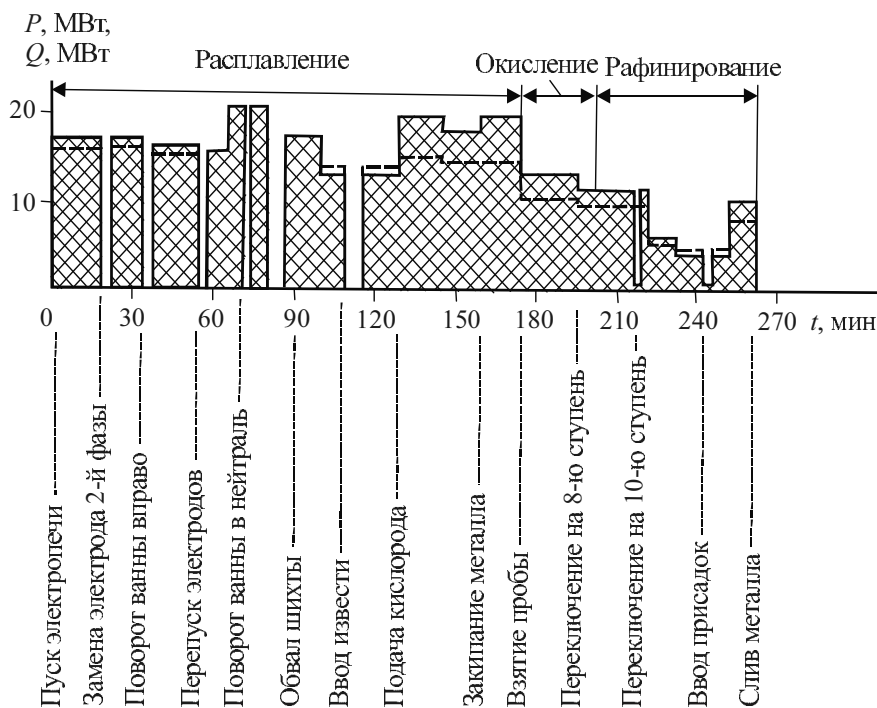


Рис. 2.1. Циклический график нагрузки электрической печи

Прокатные станы. Прокатный стан – это сложное сооружение, включающее более 5000 электроприемников. Цикл проката занимает время от нескольких секунд до нескольких минут. При этом потребляемая мощность меняется от нуля до десятков мегаватт (рис. 2.2). Колебания напряжения



в сети происходят до 20 % номинального. В отличие от дуговых сталеплавильных печей колебания нагрузки рассматриваются не как случайные, а как строго циклические. Колебания нагрузки вызывают и колебания частоты.

Электродвигатели. Основными электроприемниками в промышленности стали электродвигатели. Из данных табл. 2.2 видно, что доля электропотребления синхронными и асинхронными электродвигателями составляет в промышленной нагрузке 65...98 %. Нагрузка электродвигателей не регулируется и, как видно из данных, достигает 2/3 суммарной мощности.

Сварочные установки. Электросварка – наиболее распространенный вид электроприемников с резкопеременным повторно-кратковременным режимом работы. Электроприемники сварочных аппаратов создают несимметричную нагрузку фаз, потому что они представляют однофазную нагрузку, неравномерно распределенную по фазам. В процессе работы сварочного аппарата напряжение меняется на 5 %. Если напряжение выходит за допустимые пределы, то это вызывает брак в работе.

Таблица 2.2

Нагрузки электроприемников на предприятиях различных отраслей промышленности, %

Отрасль	СД	АД	Освеще- ние	ПД	ПС	С	Выпря- мители	Преобра- зователи
Металлургия	25	10...37	3					–
Горнорудная	21	21...47	5					6
Химическая	40	24...29	2					–
Легкая	–	6...78	12	–	–	–	–	110
Машиностроение	8	5...52	5	7	6		3	–
Нефтедобывающая	8	48...30	5	–	–	–	–	9
Газовая	40		2	–	–	–	–	–
Нефтеперерабатывающая	26		2	–	–	–	–	–

Примечание. СД – синхронные двигатели, АД – асинхронные двигатели, ПД – печи дуговые, ПС – печи сопротивления, С – сварка, В – выпрямители.



Электроприемники коммунально-бытового потребления. Электроприемники коммунально-бытовых потребителей включают: осветительные приборы, бытовые приборы, кондиционеры, установки приготовления пищи, телевизоры и многое другое. Все они оказывают комплексное влияние на режим потребления. Невозможно детально анализировать работу электроприемников этого сектора. Поэтому обычно она оценивается средним уровнем. Конечно, могут быть зоны потребления, различные по среднему уровню: город, поселок, пригород, сельские районы. Важным фактором бытового потребления служат ее вероятностные свойства. Поэтому общая нагрузка определяется как средняя плюс случайные изменения:

$$P_{\text{быт}} = P_{\text{быт. ср}} \pm P_{\text{быт. случ.}}$$

В некоторых энергосистемах бытовое потребление электроэнергии составляет 20...30 % и вызывает большую неравномерность режима потребления во времени.

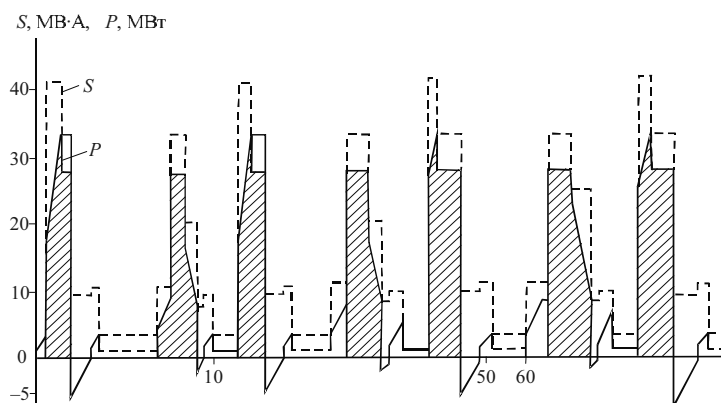


Рис. 2.2. График нагрузки прокатного стана (фрагмент), слябинг 1250:

----- полная мощность S , Мвар; ———— мощность P , МВт

Приведенные примеры показывают, что имеется регулярная и случайная составляющая нагрузки электроприемников. Изменение нагрузки влияет на частоту, напряжение, реактивную мощность. Нагрузка меняется во времени, что определяется технологическим процессом. От состава электроприемников зависит график нагрузки потребителя.

Случайная составляющая спроса на электроэнергию

Наиболее яркий пример – потребление электрифицированным железнодорожным транспортом (рис. 2.3). В энергосистемах, особенно восточного направления Транссибирской железной дороги, оно составляет 15...70 %.

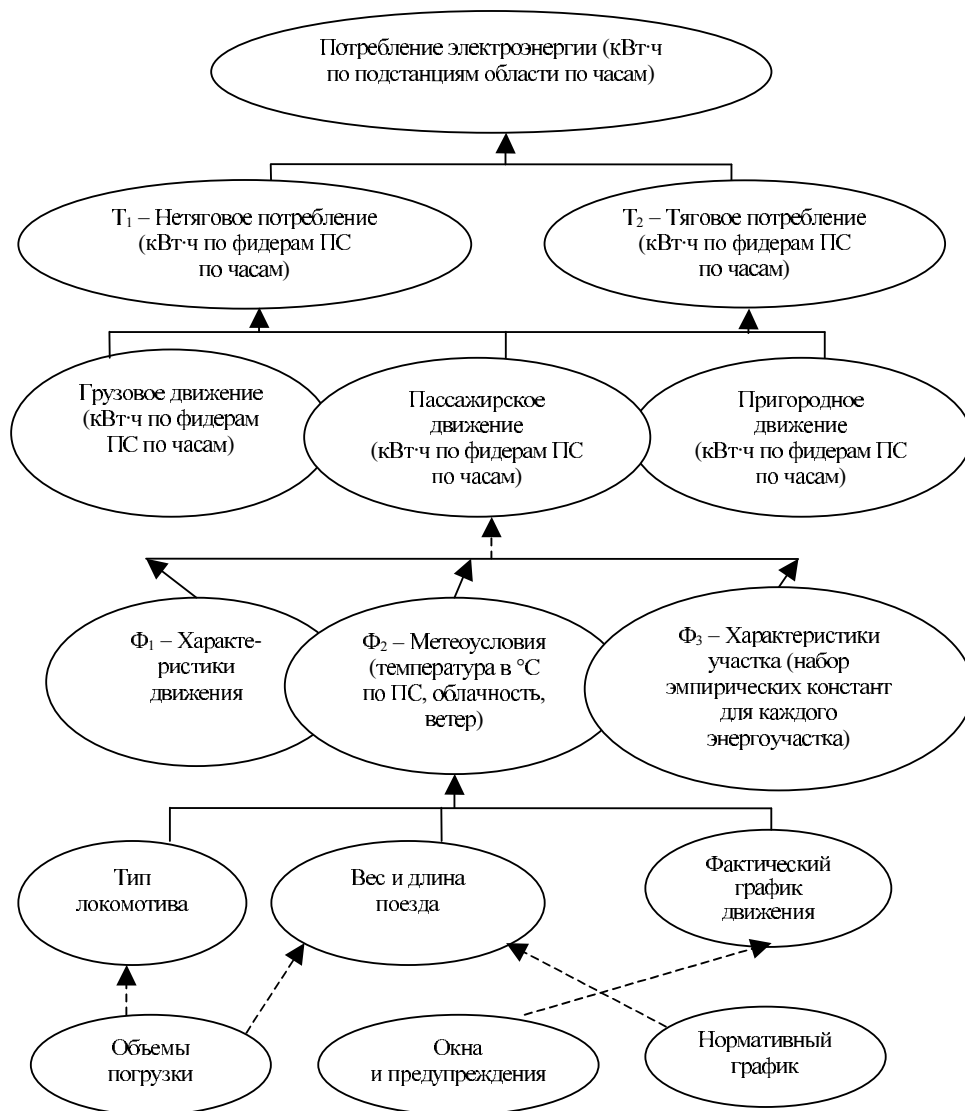


Рис. 2.3. Факторы, влияющие на электропотребление электрифицированного железнодорожного транспорта



Известно, что процесс потребления электроэнергии на тягу поездов случаен и зависит от множества факторов – 20...30 факторов. В их числе: погода (дневные и ночные температуры); календарь рабочих и выходных дней; объемы перевозок; нормативный график движения; используемый тяговый состав и его изношенность; особенности поездоучастков (профили, количество путей и т. п.); особенности организации движения на конкретных поездоучастках в конкретное время (окна, предупреждения, организация движения кружностью и т. п.); технические характеристики используемого подвижного состава (остановка вагонов и др.); квалификация персонала, в первую очередь машинистов и поездных диспетчеров, и др.

Важно отметить, что грузовое движение не планируется полностью поэлементно за несколько дней. Отправка грузовых поездов зависит от скорости их накопления на сортировочных станциях, снабжения локомотивами, условий движения на поездоучастках и многих других факторов. Нормативный график движения лишь прорисовывает общую канву, по которой диспетчер прокладывает нитки графика движения, индивидуальные в каждом конкретном случае.

Нетяговое потребление ЭЖДТ. Потребление этой разновидности составляет примерно 15 % от общего потребления железной дороги, и в него входят предприятия весьма разнообразных профилей: сортировочные и грузовые станции, вагоноремонтные и локомотиворемонтные депо, контейнерные пункты, пункты промывки-пропарки вагонов, вокзалы и станции, предприятия бытовой сферы.

Объемы работ сортировочных, грузовых станций и ряда других предприятий нерегулярны и зависят от времени суток и календаря рабочих и выходных дней.

Нетяговое потребление сторонними организациями и бытовое потребление электроэнергии от сетей. Потребление этой разновидности составляет около 5 % от общего потребления. На нетяговое электропотребление влияют 5...10 случайных факторов.

Поскольку этих факторов очень много, индивидуальное влияние фактора не выделяется (см. рис. 2.3). Можно учитывать только их интегральное (совокупное) влияние.

Случайная нагрузка для ЭЭС определяется из опыта и составляет 2...5 %. Это требует регулирования мощностей электростанций.

2.3. ГРАФИКИ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Режим потребления характеризуется мощностью нагрузки и электропотреблением. Мощность нагрузки обычно имеет вид графика нагрузки $P(t)$, а электропотребление равно $\Xi = \int P(t)dt$.

Режим нагрузки представляется в виде суточных, недельных, месячных и годовых графиков нагрузки:

- $P_{\text{сут}}(t)$, t – номер расчетного интервала, дискретность которого меняется от нескольких минут до нескольких часов;

- $P_{\text{нед}}(t)$ – дискретность интервала времени – сутки;

- $P_{\text{мес}}(t)$ – дискретность расчетного интервала – также сутки;

- $P_{\text{год}}(t)$ – дискретность расчетного интервала до месяца.

Режим нагрузки может также рассматриваться и за несколько лет.

Графики нагрузки потребителей и электропотребление являются режимной характеристикой потребителя. Различные потребители в сумме определяют режимы ЭЭС. Затраты ЭЭС распределяются в зависимости от влияния на них режима потребителей и учитываются в тарифах.

Режим и графики нагрузки потребителей чрезвычайно разнообразны. Они не стабильны и меняются во времени. Меняются технология производства, удельное потребление электроэнергии на единицу продукции, увеличиваются производственные мощности, внедряются средства автоматизации и многое другое. Вместе с тем имеются типовые графики нагрузки потребителей, которые в общих чертах отражают режим данного потребителя [7, 14]. Они широко используются в проектировании систем электроснабжения потребителей.

Для трехсменных предприятий (рис. 2.4, а) нагрузки достаточно стабильны. Трехсменные предприятия: угледобычи, нефтепереработки, черной металлургии, торфоразработки, целлюлозно-бумажного производства, цветной металлургии. Двухсменные предприятия имеют ночной провал нагрузки. Это ремонтно-механическое, деревообрабатывающее производства (рис. 2.4, б), пищевая и легкая промышленность (рис. 2.4, в). Односменные производства имеют наибольшую нагрузку в период работы смены, и неравномерность их графика выше, чем в предыдущих случаях.

Одним из показателей неравномерности является продолжительность использования максимальной нагрузки за год

$$T_{\text{max}} = \Theta_{\text{год}} / P_{\text{max}},$$

где $\Theta_{\text{год}}$ – годовое электропотребление; P_{max} – максимальная нагрузка за период. Данные о времени использования максимальной нагрузки приведены ниже. T_{max} – время, в течение которого потребитель, работая с максимальной нагрузкой, получит из сети такое же количество энергии, что и работая по действительному графику за год.

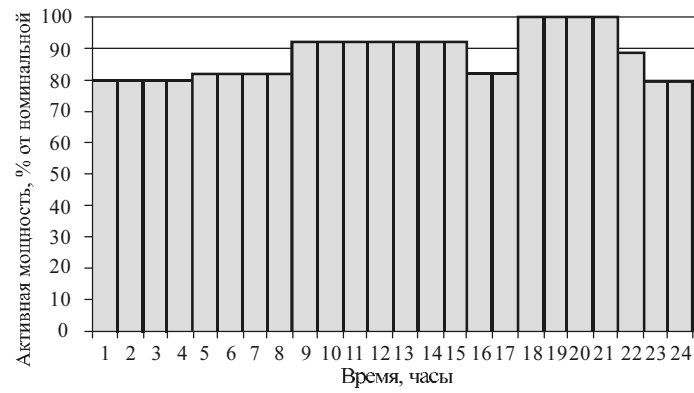
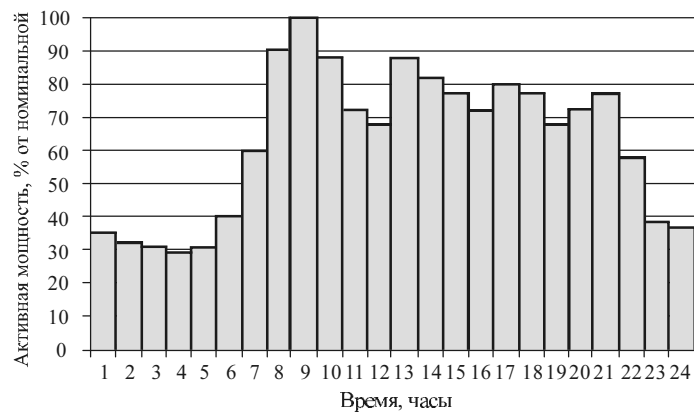
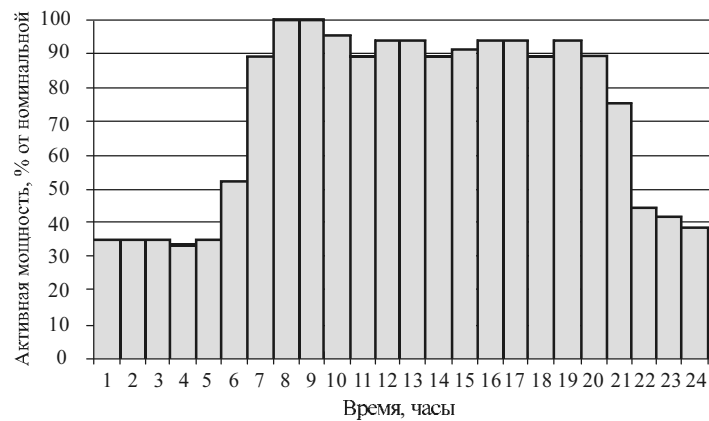
*a**б**в*

Рис. 2.4. Примеры типовых графиков нагрузки промышленных предприятий



Потребители	$T_{\max}$ ч/год
<i>По сменности</i>	
Односменные	1900
Двухсменные	3600
Трёхсменные	5100
Непрерывное производство	7650
<i>По отраслям промышленности</i>	
Топливная промышленность	2000...8000
Металлургия	5000...7500
Химия	6200...8000
Машиностроение и металлообработка	3000...5300
Легкая промышленность	3000...4500
Пищевая промышленность	3500...7000
Водопровод и канализация	5000
Уличное освещение	3000

Неравномерность нагрузок влияет на режим использования электрических станций, на режим передачи электроэнергии по ЛЭП и, конечно, на экономические показатели системы. Неравномерность вызывает дополнительные затраты в системе.

Важно совпадение нагрузки различных потребителей по времени суток. У большей части потребителей максимумы совпадают. Самую большую неравномерность нагрузки в течение суток имеют коммунально-бытовые потребители.

От совпадения максимальных нагрузок потребителей зависят максимальная установленная мощность системы и максимальные рабочие мощности электростанций. Наибольшее значение для ЭЭС имеют максимальные нагрузки потребителей в период прохождения утреннего и вечернего максимумов нагрузок ЭЭС. Максимальная нагрузка системы – важнейший режимный и экономический показатель, и потребители электроэнергии в ряде случаев оплачивают свое участие в максимуме нагрузки ЭЭС.

Сезонная неравномерность нагрузки проявляется в большей или меньшей степени для всех потребителей. Энергосистема также меняет свой режим по сезонам. Степень неравномерности зависит и от климатических факторов (табл. 2.3).



Таблица 2.3

Пример сезонного изменения электропотребления

Наименование потребителя	$\mathcal{E}_3/\mathcal{E}_л$	$I_3/I_л$	$C_3/C_л$
Цементный завод	4,2	2,7	2,0
Мясокомбинат	1,7	1,1	0,8
Промышленность 1	1,4	0,9	0,7
Промышленность 2	3,3	2,0	1,6
ЖКХ 1	1,8,	1,5	1,1
ЖКХ2	2,3	1,2	0,9
С.Х1	1,9	1,9	1,5
С.Х2	3,2	0,9	0,7

Условные обозначения: $\mathcal{E}_3$, $\mathcal{E}_л$ – зимнее и летнее электропотребление; I_3 , $I_л$ – оценка электропотребления по топливным издержкам; C_3 , $C_л$ – оценка электропотребления по полной себестоимости.

Из данных табл. 2.3 видно, что зимнее потребление электроэнергии отдельных потребителей может отличаться от летнего в 2...4 раза, а стоимость электроэнергии по затратам системы – в 1,5...4 раза.

2.4. ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В режимных задачах показатели учитывают взаимовлияние потребителей и энергосистемы. Взаимовлияние отражается в требованиях потребителя к деятельности системы и затратах системы на их удовлетворение. Важно учитывать эту связь при организации отношений купли-продажи и в тарифах. Если каждый показатель будет иметь ценовую характеристику, то потребители будут оплачивать те затраты ЭЭС, которые связаны с их деятельностью.

Наиболее общие **параметры режима** по мощности и электропотреблению, которые могут иметь экономические оценки, приведены ниже.

А. Влияющие на затраты на топливо:

- 1) величина электроэнергии, потребленная за рассматриваемый период – $\mathcal{E}_{\text{потр}}$, кВт · ч;
- 2) номинальное (максимально возможное) значение электропотребления данного потребителя – $\mathcal{E}_{\text{ном}}$, кВт · ч;
- 3) величина электроэнергии за определенную смену работы – $\mathcal{E}_{\text{см}}$, кВт · ч.



Б. *Влияющие на затраты по содержанию, обслуживанию, использованию мощности:*

4) максимальная активная мощность предприятия за расчетный период – $P_{\max}$, кВт;

5) активная мощность в период прохождения максимума нагрузки системы – $P_{\max}$ ЭЭС, кВт;

6) минимальная активная мощность предприятия за расчетный период – $P_{\min}$, кВт;

7) номинальная активная мощность предприятия – $P_{\text{ном}}$, кВт;

8) диапазон регулирования мощности за рассматриваемый период – $P_{\text{рег}} = P_{\max} - P_{\min}$, кВт.

В. *Влияющие на затраты на регулирование мощности и на КПД установки:*

9) среднеквадратичное изменение нагрузок предприятия;

10) предельное колебание нагрузок;

11) случайное изменение нагрузок в период максимума системы – $P_{\text{случ}}$, кВт.

Потребление реактивной энергии также характеризуется рядом показателей, но в данном перечне они не приводятся.

Состав показателей зависит от режима предприятия и для разных предприятий может различаться. Все названные показатели режима влияют на суммарный график нагрузки системы и на ее эксплуатационные затраты. Сейчас многие крупные предприятия имеют компьютерные коммерческие системы учета, и это открывает возможность повышения достоверности планирования ГН ЭЭС. Например, электрифицированный железнодорожный транспорт, метрополитен, крупные промышленные предприятия и др. И это важно для планирования режимов.

2.5. НАГРУЗКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Как уже говорилось, графики нагрузки системы определяются режимом потребителей. По конфигурации различают четыре характерных графика нагрузки: с утренним максимумом нагрузки, с вечерним максимумом нагрузки, с одинаковыми утренним и вечерним максимумами нагрузки, с равномерным режимом без явно выраженного максимума нагрузки. Конфигурация графика нагрузки имеет большое значение для режима электро-

станций. Чаще всего графики нагрузки имеют два максимума: утренний и вечерний и два провала: дневной и ночной. Большое влияние на максимальные нагрузки системы оказывают осветительная и бытовая нагрузки, поэтому в летнее время утренний максимум ниже вечернего, а в зимнее – наоборот. В каждой энергосистеме постоянное внимание уделяется анализу и планированию графиков нагрузки. В различных задачах используются суточные, недельные и годовые графики нагрузки. Суточные графики нагрузки – основные, и они используются для построения недельных и годовых графиков при соответствующем усреднении.

Суточные графики нагрузки ЭЭС. Суточный график дает значения мощности на определенных интервалах времени. Чаще всего интервал равен одному часу. Этот интервал получен из практики. В отдельных случаях интервал может быть меньшим. Например, при организации так называемого управления спросом потребителю сообщают цены на энергию на интервалах от 10 до 30 мин. При устойчивой нагрузке интервал может составлять 2...4 ч. Выбор интервала определяется при разработке правил управления системой.

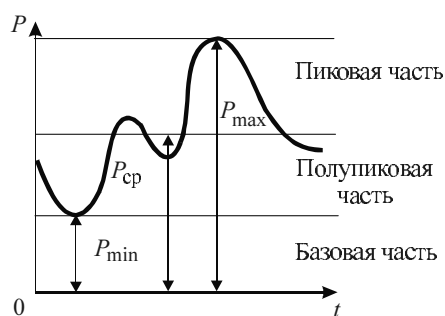


Рис. 2.5. Режимные зоны графика нагрузки

Суточный график имеет три режимные зоны (рис. 2.5): базовую – до $P_{\min}$, полупиковую – от $P_{\min}$ до $P_{\text{ср}}$, пиковую – от $P_{\text{ср}}$ до $P_{\max}$. Электростанции с учетом их технических возможностей размещаются, т. е. несут основную нагрузку, в определенной режимной зоне. Соответственно и их экономические показатели различны в различных зонах графика нагрузки. В базовой зоне выгодно размещать самые экономичные станции. Здесь нет расходов на пуск-остановку, на регулирование, станции постоянно загружены на располагаемую мощность. В полупиковой зоне станции участвуют в регулировании нагрузки, и у них должна быть такая техническая возможность. Время использования их мощности меньше, чем в базовой зоне. В пиковой зоне могут работать только те станции, которые приспособлены к регулированию и могут достаточно часто менять свой режим. Деление на режимные зоны достаточно условно, но оно позволяет планировать режим работы электростанций.

Примеры суточных графиков нагрузки для летнего и зимнего дня одной из энергосистем показаны на рис. 2.6. Хорошо видно, что зимой имеется утрен-



ний максимум нагрузки, летом – вечерний. Плотность графика нагрузки летом выше, чем зимой.

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.

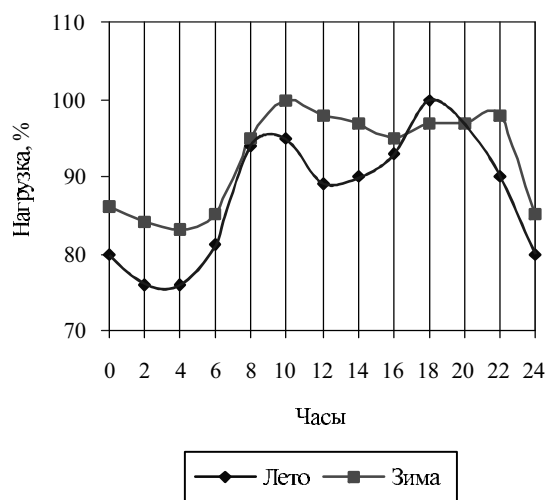


Рис. 2.6. Графики нагрузки ЭЭС

Скорость изменения нагрузки в пиковой зоне. Большое значение для регулирования мощности станций имеет скорость увеличения или снижения нагрузки в периоды прохождения максимума. Скорость изменения нагрузки составляет 2...10 % в час. Чем крупнее энергосистема, тем скорость изменения меньше. Нарастание максимума происходит за 3...7 ч. Энергосистема средней мощности имеет максимум нагрузки 2000...3000 МВт, и при таких скоростях возникает необходимость в систематическом подключении-отключении агрегатов станций или в изменении их нагрузки. Появляются пусковые расходы, расходы на неустановившийся режим, растет нагрузка оперативного персонала.

Показатели суточных графиков нагрузки. Показатели графиков нагрузки применяются для их сравнения. Они отражают требования к режиму станций. Обычно применяются показатели в относительных единицах. Наиболее характерны три показателя:



- плотность графика нагрузки

$$\beta_{\text{сут}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{max}} ;$$

- неравномерность графика нагрузки

$$\alpha_{\text{сут}} = P_{\text{min}} / P_{\text{max}} ;$$

- число часов использования максимальной нагрузки, которое обычно рассчитывается для годового периода

$$T_{\text{max}} = \mathcal{E}_{\text{год}} / P_{\text{max}} .$$

Показатель плотности $\beta_{\text{сут}}$ в различных энергосистемах меняется от 0,4 до 0,9. Чем больше доля тяжелой промышленности, тем показатель больше. Например, в энергосистемах центральной части России он равен примерно 0,5, а в энергосистемах Урала 0,8...0,9. В основном он показывает, как используются установленные мощности электростанций. Неравномерность графика $\alpha_{\text{сут}}$ показывает, какова величина регулируемой мощности. Если минимум существенно отличается от максимума, например, в некоторых системах коэффициент равен 0,3...0,4, то в системе непременно должны быть ГЭС или другие станции, приспособленные к пиковым нагрузкам. Проблема пиковых нагрузок появляется при большой доле бытового потребления и большой доле легкой промышленности с односменным производством.

Показатель T_{max} играет большую роль при выборе структуры установленных мощностей. По этому показателю системы подразделяются на три группы:

- 1) с малой плотностью нагрузки $T_{\text{max}} \leq 4000$ ч;
- 2) со средней плотностью нагрузки $4000 < T_{\text{max}} \leq 6000$ ч;
- 3) с высокой плотностью нагрузки $T_{\text{max}} > 6000$ ч.

Чем меньше величина T_{max} , тем большую долю должны иметь в структуре установленных мощностей ГЭС и ГТС. Для групп потребителей существуют типовые графики нагрузок по величине T_{max} , по которым можно анализировать режим системы, если отсутствуют более достоверные данные.

Две формы задания суточного графика нагрузки для учета потерь мощности. При расчете режимов может задаваться график нагрузки, включающий

в нагрузку потери мощности в электрических сетях. При таком задании не известно, в какой мере отдельные потребители влияют на потери. Такая форма применяется достаточно часто, поскольку расчет режима электрических сетей выполнять каждый час невозможно, главным образом из-за неопределенности изменения нагрузок в ее узлах. Другой будет форма, когда график нагрузки построен как сумма нагрузок потребителей, а потери рассчитываются и распределяются между потребителями. В этом случае известна величина потерь в ЛЭП, по которой осуществляется транспорт энергии к потребителю, и можно оценить эффективность транспорта энергии. В вычислительном отношении вторая задача сложнее, но часто оптимизационные алгоритмы используют этот подход.

Недельные графики нагрузки. Недельные периоды позволяют выявить процесс изменения электропотребления и нагрузки и разработать мероприятия по управлению энергосистемой, например по пуску-останову агрегатов, по проведению текущих ремонтов на станциях и ЛЭП, по проведению испытаний оборудования. Недельные графики чаще всего представляются таким образом:

- графики изменения электропотребления по дням недели – $\mathcal{E}(\tau)$, τ – день недели (рис. 2.7);
- графики изменения максимальных мощностей по дням недели $P_{\max}(\tau)$ (рис. 2.8);
- графики изменения почасовых мощностей в течение недели $P(t)$, т. е. последовательность из суточных графиков нагрузки за все дни недели.

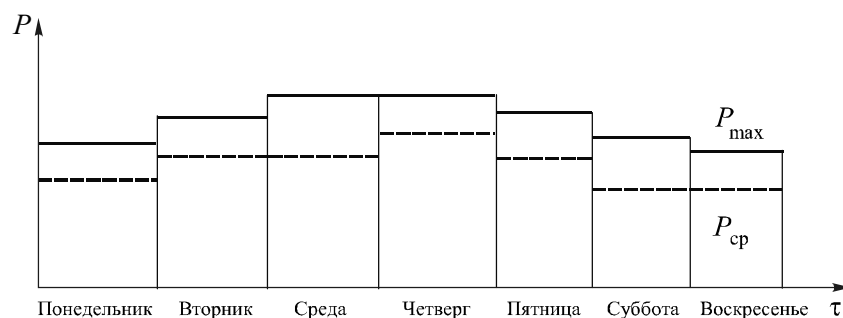


Рис. 2.7. Изменение нагрузки за неделю

Электропотребление и максимальная мощность к выходным дням снижаются. Максимум нагрузки снижается на 20 % и больше, а электропотребление – до 40 %. Снижение зависит от состава потребителей. При большой доле



непрерывного производства (Урал, Сибирь) снижение меньше, чем при большой доле бытового потребления и односменных предприятий. Электростанции должны с учетом этого снижения планировать свой режим и решать вопрос о том, как и в каком режиме будет разгружаться их оборудование в нерабочие дни. Во многих тепловых системах на субботу–воскресенье приходится часть оборудования отключать, а к понедельнику снова включать его в работу. Это связано с определенными затратами. Гидроэнергия водохранилищ обычно используется также неравномерно, и водохранилища осуществляют суточное и недельное регулирование стока, что снижает их КПД.

Недельные максимумы нужны для станций, когда требуется определить их готовность к несению определенной нагрузки. Они используются также для планирования текущих и средних ремонтов. Недельные графики электропотребления применяются и для расчета покупной или продаваемой электроэнергии и максимальной мощности на оптовом рынке. В этом случае используется форма представления в виде последовательности из суточных графиков.

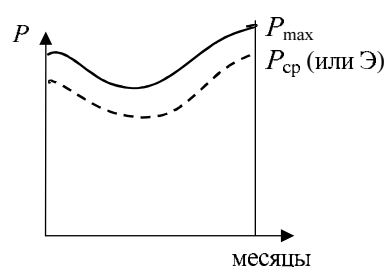


Рис. 2.8. Графики годовых нагрузок

Графики электропотребления $\mathcal{E}(t)$ необходимы для составления баланса энергии, для составления баланса топлива и для рационального использования гидроресурсов из водохранилища ГЭС. Оперативная деятельность системы включает как обязательный этап планирование режима от нескольких суток до недели.

Годовые графики нагрузки системы. Такие графики представляются в виде:

- изменения максимальных месячных мощностей за все месяцы года $P_{\max}(K)$, где K – номер месяца;
- электропотребления по месяцам $\mathcal{E}(K)$.

Годовые графики характеризуются значительным летним провалом. Это связано с сезонными изменениями нагрузки. Максимум нагрузки имеет место в зимние периоды и в зависимости от температуры наблюдается в январе, феврале, декабре. Динамика нагрузки отражает не только сезонные изменения, но и прирост нагрузки за счет ввода новых потребителей или расширения существующих производственных мощностей. Минимальная нагрузка наблюдается в летние месяцы (июль, август) и может снижаться на 10...20 % и больше. Решающее значение здесь имеют сезонность и технология производства потребителей.



Графики годовых максимумов используются для планирования ремонтных работ. При снижении летних нагрузок ремонтируется оборудование ТЭС. Период проведения ремонтов на ГЭС определяется с учетом водно-энергетических режимов, и чаще всего ремонты проводятся в весенний (до наступления паводка) или осенний периоды. Графики годового электропотребления необходимы для составления топливного баланса, для заключения договоров на поставку топлива. Эти же данные используются для разработки долгосрочных договоров на покупку (продажу) электроэнергии на оптовом и региональном рынках.

Область использования различных графиков нагрузки. Подведем некоторые итоги по применению различных видов графиков нагрузки (табл. 2.4). Все задачи, в которых используются данные об электропотреблении и нагрузке, перечислять не имеет смысла. Их очень много. В таблице приведены только примеры задач, которые наглядно говорят о необходимости этих данных.

Таблица 2.4

Использование графиков нагрузки при решении задач управления системой

Суточный график нагрузки	Недельный график нагрузки	Годовой график нагрузки
Оперативное планирование и регулирование балансов электрической энергии и мощности с заблаговременностью от минут до нескольких суток Регулирование отношений купли-продажи на электроэнергетическом рынке	Определение готовности работы оборудования Управление режимами с учетом недельной неравномерности нагрузки Проведение текущих ремонтов, осмотров, ревизий Недельное регулирование водно-энергетических режимов ГЭС	Планирование хозяйственной деятельности Планирование капитальных ремонтов Планирование обеспечения топливом Водно-энергетическое регулирование ресурсов водохранилищ ГЭС Планирование товарно-ценовой деятельности

Показатели графика нагрузки потребителя (пример расчета)

По исходным данным рассчитать показатели ГН, указав их на графике. Максимальная нагрузка потребителя 20 МВт, номинальная мощность электроприемников 30 МВт, максимальная нагрузка системы в 12 ч, среднеквадратичное изменение нагрузки 10 МВт. Случайная составляющая нагрузки 15 %.

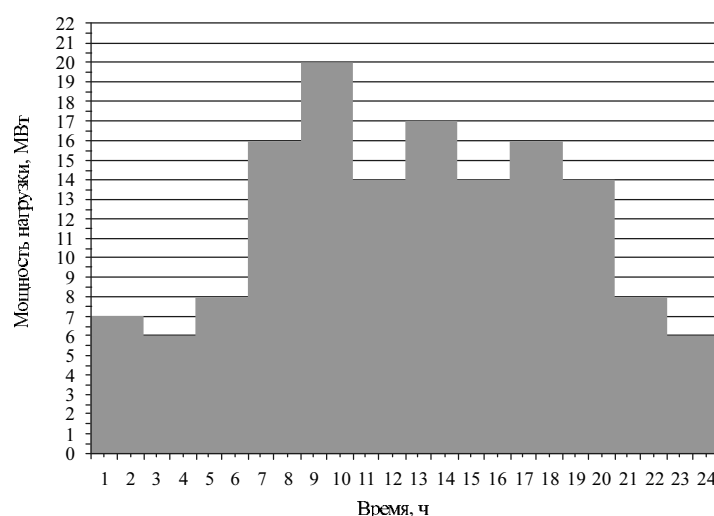


Рис. 2А. График нагрузки потребителя

Максимальная мощность ГН потребителя: $P_{\max} = 20$ МВт.

Минимальная мощность ГН потребителя: $P_{\min} = 6$ МВт.

Суточная потребляемая энергия: $\mathcal{E} = \sum P_i = 292$ МВт · ч.

Среднесуточная нагрузка: $P_{\text{ср}} = \mathcal{E}/24 = 12,2$ МВт.

Коэффициент неравномерности нагрузки: $\alpha_{\text{сут}} = P_{\min} / P_{\max} = 0,3$.

Плотность ГН: $\beta_{\text{сут}} = P_{\text{ср}} / P_{\max} = 0,61$.

Коэффициент максимума графика: $K_{\text{мг}} = P_{\max} / P_{\text{ср}} = 1,64$.

Коэффициент использования: $K_{\text{и}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{ном}} = 0,41$.

Задание на самостоятельную работу. Рассчитать возможные показатели графиков нагрузки.



Оценка влияния потребителей электрической энергии на график нагрузки системы и на показатели, характеризующие режим ЭЭС (пример расчета)

Максимальная нагрузка ЭЭС $P_{\text{ЭЭС max}} = 2000$ МВт, электропотребление в ЭЭС $\mathcal{E}_{\text{ЭЭС}} = 32\,200$ МВт · ч. Состав потребителей в узлах схемы системы (табл. 2А). Потери в электрических сетях составляют 10 % суммарной нагрузки. Имеется транзит мощности 1000 МВт, потери от которого в рассматриваемой системе составляют 5 %.

Таблица 2А

Пример расчетов режимных характеристик потребителей

Потребитель	Бесперебойность, о.е		Надежность	Качество
	$P_{\text{ЭЭС max}}$	$\mathcal{E}_{\text{ЭЭС}}$		
Угледобыча	250/0,11	3350/0,09	3/0,09	о/0,5
Черная металлургия	550/0,24	9790/0,25	4/0,11	в/1
Металлургия	420/0,18	8022/0,21	5/0,14	в/1
Химическая промышленность	410/0,18	6929/0,18	5/0,14	в/1
Ремонтно-механическое производство	70/0,03	770/0,02	3/0,09	о/0,5
Легкая промышленность	50/0,02	410/0,01	4/0,11	о/0,5
Бытовая нагрузка	180/0,08	2754/0,07	6/0,17	в/1
Сельское хозяйство	120/0,05	996/0,03	5/0,14	в/1
Потери, в том числе:	250/0,11	6000/0,15	—	—
от собственной нагрузки,	200/0,09	4800/0,12		
от транзита	50/0,02	1200/0,03		
Сумма по ЭЭС	2300/1	39 021/1	35/1	—

Влияние отдельных потребителей на ЭЭС оценивается в расчетах по коэффициентам: на максимальную мощность $\alpha_1 = P_{i \text{ max}} / P_{\text{ЭЭС max}}$, электроэнергию $\alpha_2 = \mathcal{E}_i / \mathcal{E}_{\text{ЭЭС}}$, обеспечение надежности $\alpha_3 = n_i / n_{\text{max}}$ (n_{max} примем 10 баллов), поддержание частоты α_4 (в – высокие, о – обычные), потери мощности в сетях α_5 . Общая оценка соответствует величинам $\alpha_i = \sum (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5)$, по которым распределяются затраты ЭЭС на электроснабжение конкретных потребителей.



Формулируются требования каждого потребителя к электроснабжению по бесперебойности, надежности, качеству электроэнергии. Обсуждается возможная схема отношений купли-продажи между потребителем и электроснабжающей организацией ЭЭС.

Задание на самостоятельную работу. Пояснить, как различные потребители влияют на ГН ЭЭС, на его максимум, выработку электроэнергии станций, на резервы мощности. Какое значение имеют суммарные оценки?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 2

Потребители предопределяют требования к электроснабжению. Рабочая мощность системы, выработка электроэнергии, режим электростанций и сетей – все зависит от режима потребителей. Нагрузка потребителей может меняться в широком диапазоне, она имеет большую случайную составляющую, может быть регулярной и нерегулярной, изменяться быстро и медленно и пр. Все это влияет на технические задачи управления режимами и на коммерческие аспекты взаимоотношений предприятий энергетики в системе. Рыночные отношения в энергетике выдвигают новые требования к изучению режима потребителей и к его оценке при торгово-денежных отношениях на рынке. Данные о требованиях потребителей к балансам мощности и энергии требуют большой и регулярной работы по сбору статистической информации о нагрузках и электропотреблении потребителей, разработки моделей их прогнозирования, разработки методов планирования и управления режимами. От достоверности данных по объему и режиму потребления зависит эффективность технической, хозяйственной и коммерческой деятельности.

Потребитель в полной мере определяет все стороны деятельности ЭЭС – технические, экономические и коммерческие. Потребителей так много, что в ЭЭС обычно рассматриваются их группы и даже для единственного потребителя. Энергоснабжающие организации работают только с отдельными потребителями. Для планирования режимов ЭЭС необходимо так представлять электропотребление и график нагрузки, чтобы можно было задать электрическую нагрузку и выработку электроэнергии станциям.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое «потребитель электрической энергии»?
2. Поясните термин «электропотребление». Какие факторы влияют на электропотребление?



3. Каковы режимные характеристики крупных электроприемников? Почему они важны для энергосистемы? Как они учитываются?
4. Какие виды графиков нагрузки потребителей используются как характеристика их режима?
5. Назовите основные показатели графиков нагрузки потребителей и поясните их значение для режима ЭЭС.
6. От каких факторов зависит график нагрузки ЭЭС?
7. Назовите основные показатели графиков нагрузки ЭЭС, важные для решения режимных задач.
8. Как осуществляется прогноз спроса потребителей электроэнергии?
9. Что надо знать о потребителях для управления режимами ЭЭС?

? Как учитывается связь технологии производства на крупном промышленном предприятии при определении графика нагрузки ЭЭС? Например, алюминиевого комбината и лесопромышленного комплекса в Иркутской ЭЭС?



Глава 3

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Краткое содержание главы

Прогнозирование в управлении производством
План и прогноз
Процесс планирования
Характеристика методов прогнозирования
Конструирование прогноза
Конструирование графика нагрузки на основе совокупности моделей прогнозирования
Модели прогнозов поправочных коэффициентов к основному прогнозу

3.1. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ В УПРАВЛЕНИИ ПРОИЗВОДСТВОМ

Задачи планирования электропотребления и нагрузки органически связаны с прогнозами. Особенно большое значение они имеют при оперативном управлении ЭЭС, так как определяют режим электростанций, режимы агрегатов, функции электростанций в системе и пр. Их роль возросла в связи с дезинтеграцией единой системы страны и созданием предприятий, имеющих хозяйственную самостоятельность.

Прогнозирование – многогранная проблема. Любая задача управления производством связана с прогнозированием, Главная цель прогнозов – взгляд в будущее, позволяющий оценить внешнюю среду и выбрать стратегию и тактику действия. От их достоверности зависит достоверность планов.

Принципы и методы прогнозирования зависят от множества факторов: содержания задачи, цели действия, информации, требований к результатам и многого другого. Виднейший теоретик и практик управления Файоль называет *предвидение сущностью управления* [11]. Он отмечает, что умение



смотреть вперед включает в себя как оценку будущего, так и соответствующие подготовительные меры в настоящем. Каждый целевой прогноз – это большое количество вспомогательных или элементарных прогнозов. Прогнозы значительно отличаются друг от друга методами прогнозирования – одни могут составляться преимущественно на основе интуиции, другие экспертно при подробном анализе будущей ситуации, наконец, с использованием возможных математических методов. Некоторые предприятия нуждаются в прогнозах на длительный период, а другие эффективно функционируют, имея в своем распоряжении только краткосрочные прогнозы.

Задачи и методы прогнозирования при управлении производством имеют множество признаков, и их можно решать только для *конкретных предприятий и конкретных задач управления*. В практике чаще всего используются приемы прогнозирования простые, основанные на «выдумке» прогнозиста, их называют эвристическими. Такой подход хороших результатов дать не может, и в современных условиях его принять нельзя. Необходимо перейти от эвристики к математическим методам прогнозирования и компьютерным технологиям. Однако следует помнить, что в любом случае получить прогнозы без погрешностей невозможно: неопределенность – это объективная реальность режимов. Случайные нагрузки потребителей были и всегда будут. Поэтому можно лишь частично устранить неопределенность, повышая достоверность прогнозов.

Наиболее рационален такой путь: «разработка математических моделей прогнозирования + компьютерные технологии + эвристические методы».

В настоящей главе рассматриваются в основном математические модели прогнозирования электропотребления и графиков нагрузки.

3.2. ПЛАН И ПРОГНОЗ

При планировании всегда разрабатываются прогнозы и предположения, под которыми подразумевается оценка возможных факторов среды, где должны будут реализовываться планы [24]. Нельзя предполагать, что будущее будет таким же, как прошлое. Допущения – это не ясновидение, а *творческий прогноз*. Он основан на неизбежных или достоверных изменениях, а не только на догадках о будущих событиях.

Целевые планы и прогнозы нередко используются как предпосылки для других планов. Решение о постройке атомной электростанции, например, создает предпосылки для планов строительства линий электропередачи, для составления программ расширения потребителей, приобретающих электроэнергию, и других планов, органически связанных с проектом строительства АЭС.



Процедура прогнозирования обычно осуществляется сверху вниз.

Высший уровень

1. Макроэкономический прогноз – уровень инфляции, безработица, план ВВП.
2. Процентные ставки, потребительские расходы, инвестиции, экспорт.
3. Прогноз развития отрасли. На этом уровне учитываются факторы микросреды и связь их с макросредой. Если используется прогноз валового национального продукта ВВП на макроуровне, то его связывают с прогнозом развития отрасли.

Средний уровень

4. Прогноз деятельности компании.

Прогнозы макросреды и микросреды выполнить в рамках информации отдельного предприятия невозможно.

3.3. ПРОЦЕСС ПЛАНИРОВАНИЯ

Особенность планирования заключается в том, что нельзя получать решения, просто экстраполируя процессы прошлого на будущее. В будущем могут появиться новые факторы, новые тенденции, и их надо предугадать. Особенно это относится к рыночной среде. *Возникает проблема учета прошлого и прогнозирования будущего.*

Цели планирования могут быть достигнуты различными способами в зависимости от факторов внешней и внутренней среды, поэтому намечается несколько путей (планов) их достижения. Только при определенном будущем может быть одно решение для поставленной цели. Факторы неопределенности требуют уточнения планов, а в ряде случаев и изменения целей планирования. Самым надежным вариантом будет план, отвечающий наиболее неблагоприятным условиям, но такой осторожный подход применяется редко.

Процесс планирования имеет одинаковый характер независимо от заблаговременности планирования (рис. 3.1). Незнание обстановки и трудности в достижении поставленных целей прямо пропорциональны заблаговременности. Поэтому большое значение имеет выбор срока планирования. В одних организациях этот срок 2...5 лет, в других – десятилетия. Данные говорят о том, что подавляющее большинство фирм ведет планирование на срок до 5 лет, но небольшая часть крупных фирм составляет планы на 10...25 лет [40]. Считается, что на пятилетнем сроке можно частично преодолеть неопределенность периодической адаптацией планов к новым условиям, т. е. корректировать планы.

На большем сроке степень неопределенности так велика, что само планирование становится сомнительным и можно только получить общую картину событий.

Основные проблемы планирования видны из рис. 3.1. Прошлое характеризуется ретроспективной информацией. Необходимы анализ прошлого и учет его в модели прогнозирования прошлого – $M_{\text{п}}$. Будущее имеет неопределенный характер и модель прогноза $M_{\text{б}}$, и возможны альтернативные варианты плана. Они должны быть проанализированы, выбраны плановые решения и методы их корректировки. Следовательно, чтобы осуществлять планирование, необходимо владеть теорией и методами прогнозирования, принятия решений, имитирования и адаптирования.

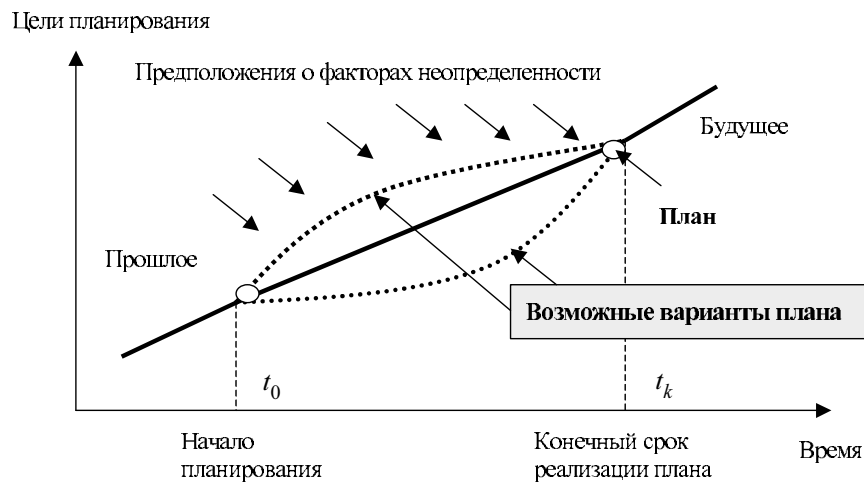


Рис. 3.1. Схема процесса планирования

Из рис. 3.1 следует, что планирование требует владения четырьмя научными методами. Первый – формирование и анализ информации на начало планирования, и необходимо оценить имеющиеся возможности действий и получить альтернативные варианты плана. Следует анализировать внешнюю и внутреннюю обстановку и разрабатывать для нее схему адаптации планов. На конец планового периода t_k надо знать результаты и оценить их достоверность. Второй – выбор аппарата прогнозирования. Для всех периодов необходимо иметь модели прогнозирования. Третий – выбор метода принятия решения. И при корректировке планы должны быть гибкими. Четвертый – выполнение прямых расчетов по составлению планов.

Для того чтобы неопределенность планов не приводила к отрицательным результатам, следует при составлении планов учитывать *требования к их гибко-*



сти. Гибкость – это возможность изменять план. Конечно, планам не всегда можно придать гибкость. Например, нельзя тепловую станцию превратить в машиностроительный завод, но можно создать такую схему ее строительства, которая позволит менять частично плановые решения о параметрах. Например, строить станцию очередями, устанавливать котельное оборудование, которое при реконструкции может использовать газ и уголь, менять мощность очистных сооружений при изменении мощности станции. Гибкость требует постоянной корректировки планов. Это плата за неопределенность будущего.

Прогнозы состояния окружающей среды при разработке планов. Планы реализуются в определенной среде окружения предприятия – внутренней и внешней, т. е. система является открытой. Управление предприятием зависит от экономических, демографических, технологических, социальных, политических и этических факторов, которые могут повлиять на реализацию планов.

Достоинства прогнозирования. Потребность в квалифицированном прогнозировании обусловлена его ключевой ролью при составлении планов. Но оно ценно и по другим причинам. Во-первых, составление прогнозов и их анализ побуждают управляющих смотреть вперед, думать о будущем и готовиться к нему. Процесс прогнозирования может выявить те участки, где отсутствует необходимый контроль. Прогнозирование, особенно когда им занимаются все подразделения организации, может оказать помощь в сводном планировании и координации планов. Концентрируя внимание на будущем, оно помогает придать планированию целевой характер.

«Несмотря на то большое значение, которое придается прогнозированию, необходимо помнить, что все прогнозы содержат какую-то погрешность, поскольку даже самый лучший анализ или суждения не выливаются в ясновидение. Догадки нельзя исключить из прогнозов, хотя зачастую их можно свести к минимуму. “Интуитивные прогнозы”, которые делают опытные администраторы и специалисты, используя свою эрудицию и ум, нередко оказываются пророческими. Способность к ясновидению представляет собой редкий дар, однако многие опытные управляющие развили ее у себя, и те, кто ею владеет, имеют прекрасное дополнение к работе прогнозиста. Тем не менее бывают случаи, когда то, что кажется даром ясновидения, оказывается на деле свойством выдающегося ума» [24].

Общие особенности прогнозирования. В предыдущем материале этой главы рассмотрены многие особенности и требования к моделям и методам прогнозирования. Приведем их без специальной систематизации.

1. Прогноз и план – это комплексное понятие.

- Все прогнозы целевые.



- В большинстве случаев план требует совокупности прогнозов отдельных факторов, влияющих на него.
- Прогнозы могут иметь различную глубину проработки, что определяется целями и задачами плана.
- Прогнозы должны учитывать те функции управления, которые влияют на эффективность деятельности предприятия.
- Период упреждения прогнозов определяется периодом планирования.
- Необходимо при прогнозировании учитывать комплекс планирования, его блоки и взаимосвязи между ними.
- Особая роль принадлежит адаптации планов и прогнозов.
- Необходимо при прогнозировании учитывать структуру плана и его разделы.

2. При прогнозировании необходимо учитывать структуру и факторы микро-, макро- и внутренней среды, а также их взаимосвязи.

Окружающая среда оказывает большое влияние на результаты планов и вызывает необходимость разработки разнообразных моделей и методов прогнозирования ее факторов и событий.

3. Модели и методы прогнозирования.

- Методы прогнозирования разнообразны: для количественных и качественных предположений.
- Плановые предположения – прогнозы требуют создания методов контроля их достоверности и для факторов, поддающихся контролю, и для факторов, которые прямому контролю не поддаются.

4. Прогнозы нужны для управляющих и разработчиков планов.

При их составлении необходимо учитывать существующие организационные принципы функционирования: производственную структуру предприятия; организационную структуру управления; порядок планирования.

Перечисленные выше особенности учитываются при разработке моделей и методов прогнозирования.

3.4. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Методов прогнозирования достаточно много. Наряду с формальными математическими методами широко используются неформальные – эвристические методы. Чем сложнее задача прогнозирования, тем труднее ограничиться одним методом. На практике используются комбинации различных методов: от строгих математических до интуитивного «угадывания». Каждая задача прогнозирования требует индивидуальной схемы расчетов и различного сочетания методов прогнозирования.



Математический аппарат прогнозирования – это специальный и сложнейший раздел науки. Хотя бы поверхностно описать интуитивные эвристические методы – нереальная задача. Поэтому здесь на понятийном и простом уровне даются наиболее распространенные методы прогнозирования, на базе которых рассматриваются задачи последующих глав.

Сила и слабость вероятностных методов анализа

Вероятностные методы анализа отвечают природе нагрузки ЭЭС и многих потребителей.

В качестве объекта вероятностного анализа рассмотрим процесс колебаний нагрузки, который представляет собой весьма сложное явление. Этот процесс не только вероятностный, но и причинный, детерминированный, проявляющийся в более или менее выраженной суточной, недельной или сезонной цикличности режима электропотребления, в наличии естественного прироста нагрузки, а при календарной системе планирования – еще и в зависимости нагрузки от календарной даты. В связи с этим, пользуясь вероятностной терминологией, можно сказать, что колебания нагрузки – это нестационарный случайный процесс, причем его нестационарность имеет весьма сложный и многообразный характер. На различных интервалах времени одинаковой продолжительности она проявляется по-разному.

Вероятностная точка зрения на параметры процесса или события не безупречна. Руководствуясь ею, можно лишь утверждать, что параметр в некоторый момент времени с вероятностью β окажется в пределах

$$M_H(t) - \lambda_\beta \sigma_H^2(t) < P_H(t) < M_H(t) + \lambda_\beta \sigma_H^2(t), \quad (3.1)$$

где M_H – математическое ожидание нагрузки в момент времени t ; σ_H^2 – дисперсия нагрузки в момент времени t ; λ_β – коэффициент, зависящий от β ; он тем больше, чем ближе к единице вероятность β^1 [4].

Иногда эти пределы оказываются довольно широкими. К тому же необходимо знать вид зависимостей этих параметров от времени. В результате тот, кто желает практически применять эти неравенства, сталкивается с неопределенностью, иногда значительной.

Например, нагрузка энергосистемы представляет собой сумму очень большого, хотя и конечного числа N случайных слагаемых – нагрузок единичных электроприемников.

Вероятностные методы применяются при исследовании многих энергетических задач: нормального режима ЭЭС, потерь мощности и энергии в элек-



трических сетях, изменчивости характеристик электростанций и др. В эксплуатационной практике они в полном объеме не применяются. Объясняется это отсутствием достоверных законов распределения вероятностей случайных величин. Вместе с тем нельзя создавать модели многих процессов без учета вероятностных факторов. Существуют различные предложения по учету вероятностной природы исходной информации.

Экспертные методы

Экспертные методы позволяют найти приближенное решение при неполноте, недостаточной достоверности и ненадежности информации. Задача экспертов – уменьшить неопределенность будущего. Экспертные методы широко применяются при прогнозировании в новых областях деятельности, в условиях большой неопределенности среды функционирования объекта, при оценке результатов новых идей и открытий, в экстремальных ситуациях. В полном объеме экспертные методы трудоемки. Но выбор решения из альтернативных вариантов часто происходит с применением простых приемов эксперта, принимающего решение. Его еще называют ЛПР – лицо, принимающее решение. Этих вариантов очень много.

Регрессионный анализ

Один из методов статистического анализа – регрессионный анализ. Это наиболее распространенный метод из группы вероятностно-статистических методов и наиболее общий статистический способ, применяемый при прогнозировании. Он позволяет обобщать ретроспективную и расчетную информацию, получаемую при проведении специальных расчетов.

Регрессионный 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.

Этот подход особенно эффективен, 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», «расход топлива – мощность ТЭС».

Исследование процесса позволяет установить взаимосвязи прогнозируемых величин с другими величинами, характерными для этого процесса. Если такая взаимосвязь существует и можно подобрать для нее аналитическое



выражение, то оно подбирается с использованием аппарата 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 – аргументами или воздействующими факторами. Эта связь представляется в виде математической модели, задаваемой некоторым аналитическим выражением, называемым уравнением регрессии.

Переменные аргументы подбираются при использовании специальной процедуры. Следовательно, регрессионный анализ включает две задачи статистического анализа. Первая – выбор вида функции для уравнения регрессии (линейная, степенная, логарифмическая и др.). Вторая – определение аргументов, значимых для рассматриваемой зависимой переменной. Применяются статистические правила подбора функции и критерии оценки достоверности уравнения регрессии.

Прогноз получают при подстановке в уравнение регрессии прогнозируемых аргументов. Таким образом, зависимость между случайными величинами X и Y математически можно выразить как

$$M\left(\frac{Y}{X}\right) = f(x), \quad (3.2)$$

где $M\left(\frac{Y}{X}\right)$ – 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. Уравнение множественной регрессии в общем виде выглядит следующим образом:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (3.3)$$

Выборочным уравнением регрессии Y на X называется уравнение

$$\bar{y}_x = f^\circ(x), \quad (3.4)$$

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. На Y влияет множество факторов. Важно правильно выделить

значимые факторы, что предусматривается в алгоритмах получения регрессии. Если зависимость строится от одного фактора n , то регрессионная связь

$$y = b_0 + b_1 n + b_2 n^2 + \dots + b_m n^m. \quad (3.5)$$

Чем более высокий показатель степени будет использован в уравнении регрессии, тем, как правило, более точное решение можно получить. Однофакторные регрессии широко применяются для получения информации по изменению в динамике отдельных факторов, влияющих на общий результат.

Аналогичный подход может быть применен для исследования регрессионной зависимости от двух и более факторов. Множественная регрессия позволяет выявлять взаимовлияние различных факторов на прогноз Y . Например, известна зависимость электропотребления от трех факторов: численности населения, национального дохода, капиталовложений в отрасли производства.

Регрессионный анализ давно применяется в энергетике. Имеются уравнения регрессии, связывающие затраты с техническими параметрами ЛЭП, потери с классом напряжения сети, потери с потоками мощностей через сетевые предприятия и др.

Уравнение регрессии для информации со случайной природой имеет вид

$$Y = f(X) + \varepsilon, \quad (3.6)$$

где $f(X)$ – неслучайная составляющая, для которой подбирается форма уравнения регрессии; ε – случайная составляющая, которая определяет погрешность регрессионной модели.

Если регрессия используется для получения прогноза, то ее оценкой будет погрешность прогноза, а не только модели. При оценке модели используются различные статистические критерии: множественной корреляции, доверительный интервал, коэффициент конкордации [5]. В настоящей работе они не приводятся.

Чаще всего точность модели оценивается методом инверсной верификации – экстраполяцией «назад» на прошедший отрезок времени. Используя скользящую верификацию за период ретроспективы, можно оценить точность модели. Для ряда n рассматриваются данные: $n_i, n_{i-1}, n_{i-2}, n_{i-3}, \dots$. Одним из основных методов оценивания достоверности модели стал метод наименьших квадратов, который широко используется в эконометрике, а также различные статистические критерии достоверности. Оценки дают, например, следующие показатели:

- коэффициент корреляции r , который характеризует тесноту связи между точками исходного ряда и моделью. Считается, что при $r \geq 0,7$ модель может использоваться. Можно также оценивать существенность r ;



- мера рассеивания фактических точек около уравнения регрессии, которая оценивается дисперсией;
- доверительный интервал, в пределах которого с заданной доверительной вероятностью будут находиться точки модели [6].

Кроме приведенных оценок могут использоваться и другие. Имеются программные продукты регрессионного анализа, и они позволяют качественно выполнять расчеты по подбору уравнения регрессии.

Модель временного ряда

При использовании временных рядов процесс исследуется в зависимости от времени. Наблюдения за процессами, изменяющимися во времени, дают временной ряд $Y(t)$. Параметр Y представляется как процесс во времени, и числовая последовательность $\{Y(t_1), Y(t_2), Y(t_3), \dots, Y(t_n)\}$ называется временным рядом. При использовании временных рядов нельзя выявить факторы, влияющие на Y , что является их большим недостатком. Временные модели хорошо разработаны.

Модель временного ряда чаще всего представляется в виде трех составляющих:

- $T(t)$ – тренд, устойчивое систематическое изменение за период ретроспекции;
- $S(t)$ – периодическая составляющая, которая показывает колебания относительно тренда. Часто периодические колебания объясняются сезонностью, и эту составляющую называют сезонной;
- $U(t)$ – случайный нерегулярный компонент.

Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид

$$Y(t) = T(t) + S(t) + U(t). \quad (3.7)$$

Достоверность модели зависит от правильного выбора периода ретроспекции. Для режимных задач период ретроспекции меняется в различных задачах от нескольких суток до месяца и до года. Модель проверяется по статистическим критериям, например, по среднеквадратичной погрешности. Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонентов модели. Увеличение интервала наблюдений не всегда сопровождается повышением точности, поскольку 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

$$Y(t + \Delta t) = T(t + \Delta t) + S(t + \Delta t) + U(t + \Delta t). \quad (3.8)$$

Выделение составляющих временного ряда. Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса. При выделении тренда происходит сглаживание ряда за счет усреднения 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. Усреднение 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

$$V_t = S_t + U_t. \quad (3.9)$$

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

$$S_t = \sum A_i \cos(\omega_i, t) + \sum B_i \sin(\omega_i, t), \quad (3.10)$$

где A_i, B_i – искомые коэффициенты; i – номер гармоники.

Случайные остатки U_t после выделения тренда и сезонной составляющей характеризуют стационарный случайный процесс и складываются из колебаний, поддающихся описанию I_t , и случайных ε_t , не поддающихся описанию. Компонент I_t может рассматриваться как авторегрессия:

$$I_t = a_1 I_{t-1}, a_2 I_{t-2}, \dots, a_k I_{t-k}. \quad (3.11)$$



Погрешности прогноза

Прогноз – это применение модели для неизвестного будущего. Если модель правильно отражает будущее, то погрешности прогноза 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 наблюдений для этого периода, находят погрешность. Но действительная погрешность определяется при использовании модели в реальных условиях.

Применение искусственных нейронных сетей

Состав задач, решаемых с помощью нейротехнологий в энергетических системах, достаточно большой. Имеются определенные трудности использования математических моделей на основе языка традиционной математики. Связи цели и факторов можно найти для простых систем, а для сложных систем нужные связи часто неизвестны, недостоверны или нестабильны. Сложные системы достаточно трудно расчленять на независимые структурные части, поскольку такая система в целом обладает новым качествами, не свойственными отдельным ее элементам. Но даже зная нужные части и связи, задачу не всегда удастся формализовать. Отсюда вытекает противоречие между необходимостью учитывать действие большого числа факторов и адекватностью модели реальным процессам функционирования сложных ЭЭС. Новый подход к моделированию сложных систем на базе искусственных нейронных сетей (ИНС) позволяет находить решение в условиях отсутствия априорных знаний о законах моделируемого процесса. Основными идеями, лежащими в основе нейровычислений и нейромоделирования, являются следующие.

- Воспроизведение структуры нервной системы живых организмов: большое число простых вычислительных элементов (нейронов) образует некоторую структуру (ИНС), обладающую более сложным поведением (возможностями) по сравнению с возможностями каждого отдельного нейрона сети.
- Искусственная нейронная сеть, так же как и естественная биологическая, может обучаться. Для этого ИНС должна быть адаптивной и менять свое итоговое поведение.
- Нейросеть обучается решению новой задачи на некотором наборе ситуаций (выборке), каждая из которых описывает значения входных сигналов сети и требуемый при этих выходных сигналах ответ.

- Структура ИНС (ее архитектура) может быть адаптирована к решаемой задаче. В ИНС могут быть включены дополнительные нейроны, если начальная сеть не способна обеспечить решение задачи с нужной точностью. Из ИНС могут быть исключены лишние нейроны и связи между ними, если начальная структура избыточна для решения данной задачи.

- При прогнозировании на базе ИНС искомая функция зависимости $y = f(x)$ между входными и выходными параметрами находится с помощью оригинальных «интеллектуальных» методик и стандартных программ расчетов на ЭВМ.

Искусственная нейронная сеть – это набор нейронов, определенным образом связанных между собой в определенной архитектуре.

Трехслойный персептрон (рис. 3.2) имеет сеть с $n(x_1, x_2, x_3)$ входами и одним выходом. Варьируя на входах персептрона любые значения переменных $x_1, \dots, x_n$, на выходе получим значение некоторой функции $F(x_1, \dots, x_n)$, которое является откликом (реакцией) ИНС. Очевидно, что отклик ИНС зависит как от входного сигнала, так и от ее внутренних параметров – весов нейронов.

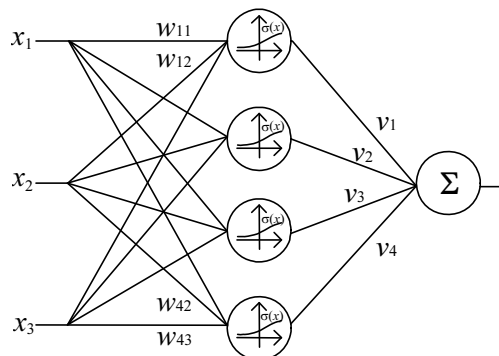


Рис. 3.2. Трехслойный персептрон

Многослойный персептрон (рис. 3.3) моделирует функцию отклика с разбиением пространства входных данных посредством гиперплоскостей. Такая сеть может моделировать функции практически любой степени сложности, причем число слоев и число элементов в каждом слое определяется сложностью функции.

Радиальная сеть. Сеть типа радиальной базисной функции (рис. 3.4) имеет промежуточный слой из радиальных элементов, каждый из которых воспроизводит гауссову поверхность отклика. Поскольку эти функции нелинейные, для моделирования произвольной функции нет необходимости брать



больше одного промежуточного слоя. Для моделирования любой произвольной функции надо лишь взять достаточное количество радиальных элементов.

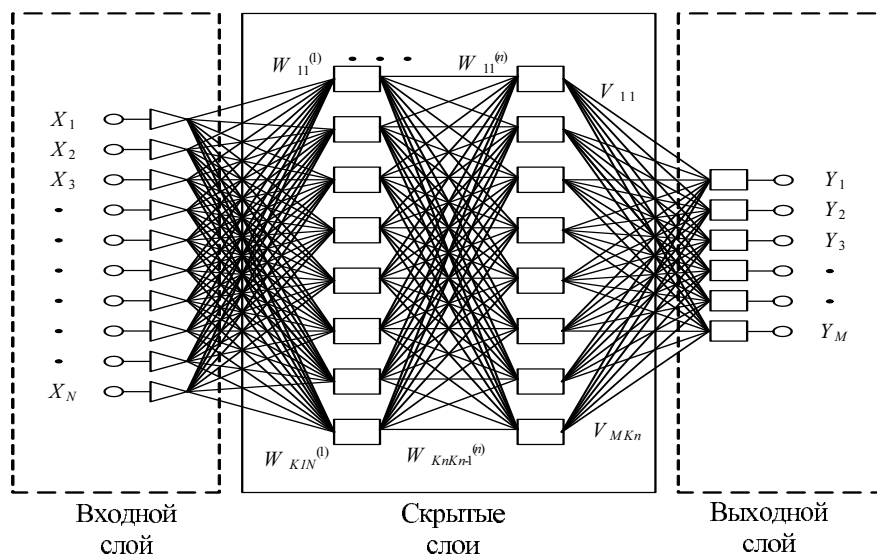


Рис. 3.3. Многослойный персептрон

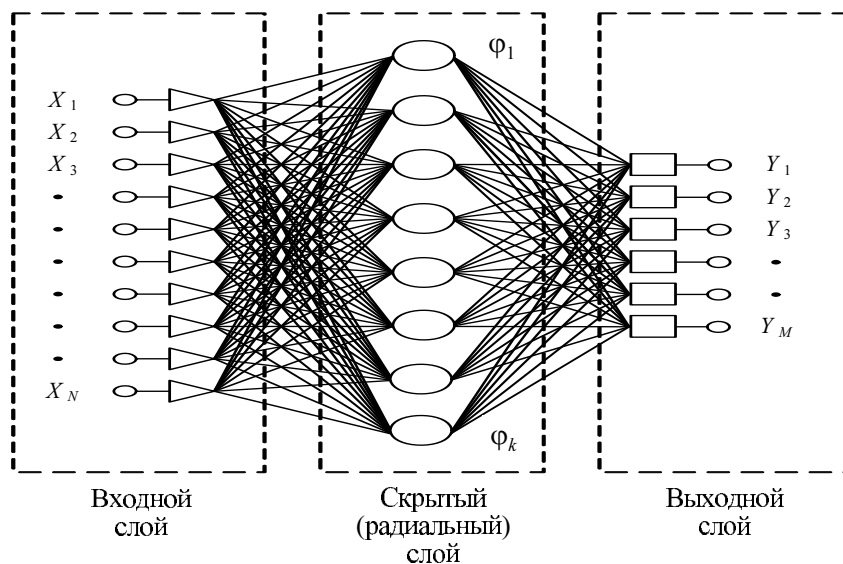


Рис. 3.4. Радимальная базисная функция



Обучение ИНС. Алгоритмы обучения могут быть с учителем и без него. Обучение ИНС – это задача минимизации множества функций многих переменных, зависящих от одних и тех же переменных. Под переменными понимаются обучаемые параметры сети, а под функциями – оценки решения сетью отдельных примеров.

При обучении ИНС используются правила либо «правильного» перебора, либо единой функции обучающего множества. В случае использования оценки обучающего множества математическая интерпретация задачи приобретает классический вид задачи минимизации функции в пространстве многих переменных.

Для решения большей части задач достаточно, чтобы ошибка ИНС не превышала некоторого значения. Это позволяет существенно сократить время обучения сети. Разработаны алгоритмы обучения ИНС.

В настоящее время имеется множество научных работ по применению ИНС к задачам энергетики. В большей части это пока исследования, а не прикладные разработки, но их результаты говорят о перспективности применения этого метода для реальных задач и условий.

Общая схема составления прогнозов показана на рис. 3.5.

Другие методы прогнозирования

Объем книги не позволяет привести многие методы прогнозирования, которые применяются в энергетике: технологический, аналогий, сценарный и др. Это требует изучения специальной литературы.

3.5. КОНСТРУИРОВАНИЕ ПРОГНОЗА

Для многих задач прогнозы составляются в комплексе – основные и дополнительные. В таких случаях должна быть задана прогнозистом схема их взаимодействия – мы называем это идеей конструирования. В основе расчетов используются следующие положения.

1. Формулируется *идея* конструирования прогноза. Основана идея на изучении процесса прогнозируемой величины и его параметров.
2. Используется главный прогноз и дополнительные.
3. Выдвигаются параметры и сроки корректировок прогнозов при их изменении.
4. Оценивается достоверность прогноза.

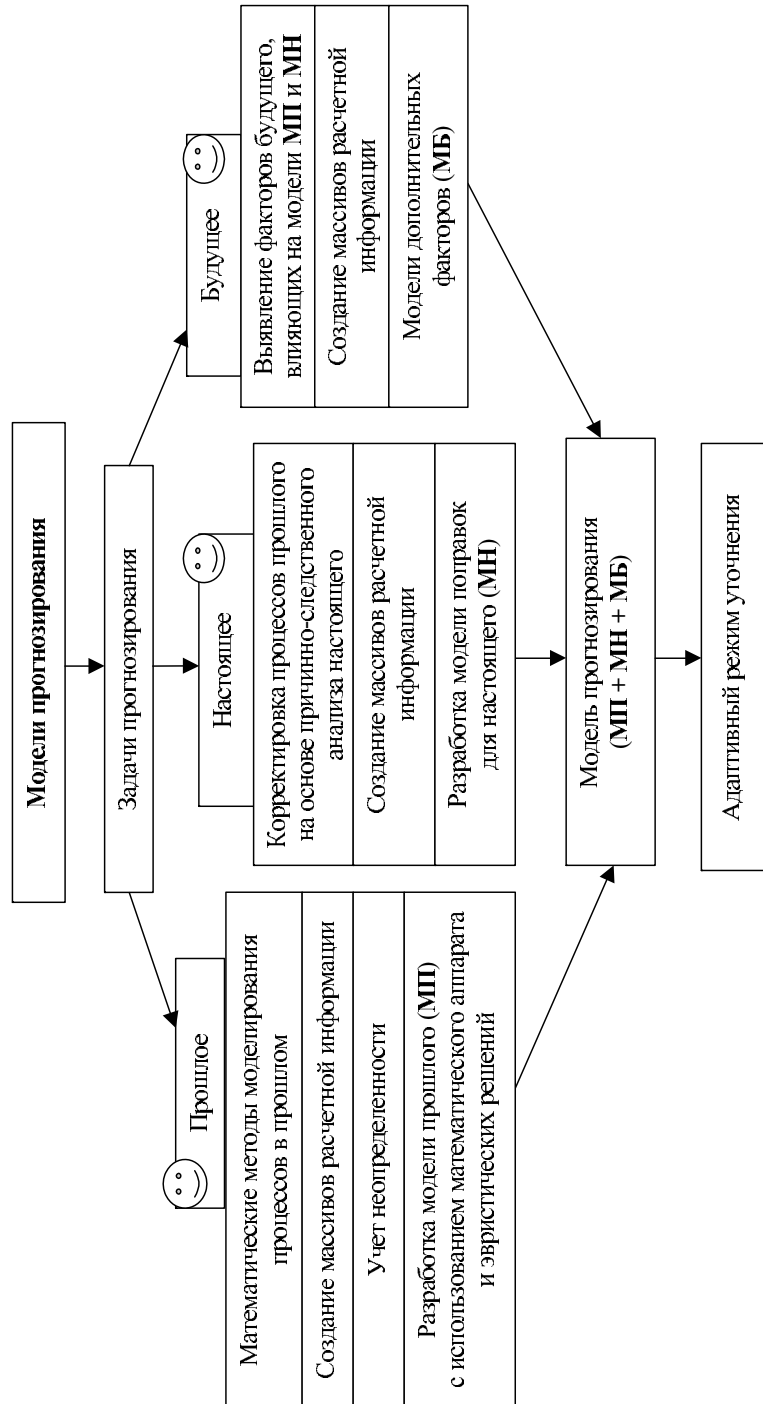


Рис. 3.5. Состав моделей прогнозирования



3.6. КОНСТРУИРОВАНИЕ ГРАФИКА НАГРУЗКИ НА ОСНОВЕ СОВОКУПНОСТИ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Задача многократно рассматривалась различными авторами, но получить ее общее решение не удастся. Идей конструирования много, факторов много, ГН зависят от состава потребителей и от факторов внешней среды, особенно метеорологических.

Для разработки модели прогноза ГН ЭЭС (суточного графика нагрузки) с заблаговременностью от суток до месяца достаточно оценить процесс в прошлом и необходимо учесть влияние всех поправок, влияющих на погрешности модели и прогноза. Они объединяются в системы, и внутри их число моделей может быть 20 и больше.

Математическая модель разрабатывается на основе аппарата статистического анализа, временных рядов, регрессионного анализа.

Определяются требования к ГН. Прогнозы должны даваться для типовых ГН энергосистем. Во многих работах показано, что типовыми являются: понедельник, рабочие дни (вторник – четверг), пятница, суббота, воскресенье. Однако тип ГН требует обоснования на предварительной стадии расчетов. На основе статистических данных получают усредненный ГН для выбранных типовых суток.

Процесс конструирования ГН (рис. 3.6) включает в основном пять этапов:

- определение конфигурации усредненных ГН $P(t)$ типовых рабочих суток по статистической ретроспективной информации (о. е.) за один месяц;
- изучение суточного процесса электропотребления за один предшествующий месяц;
- определение моделей прогнозирования для параметров ГН и влияющих на него факторов $\Phi_i(t_i)$ на основе ретроспективной информации;
- экспертное конструирование прогнозного ГН $P_{\text{прогн}}(t)$;
- внесение поправок в прогноз $P_{\text{прогн}}(t)$ на основе дополнительных прогнозов.

Наиболее распространенные виды моделей прогноза характерных параметров для конструирования ГН даны на рис. 3.7. К указанным моделям добавляются модели поправок. На их основе формируется макет, который определяет поле для конструкции графика нагрузки (рис. 3.8). Для каждого P и t даются средняя величина параметра и пределы его изменения. В пределах $\pm \Delta P$ в интерактивном режиме конструируется прогноз.

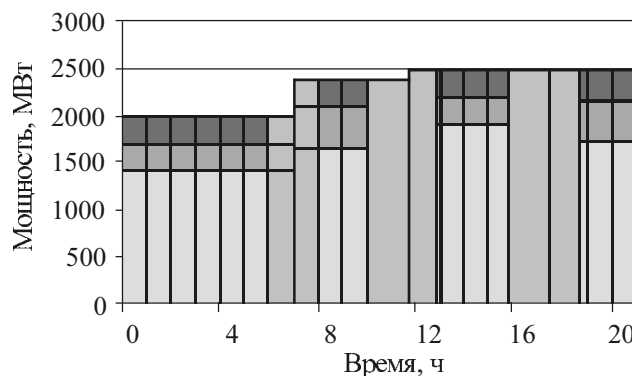


Рис. 3.6. Конфигурация и поле ГН рабочих дней для зимнего сезона 2005 г.

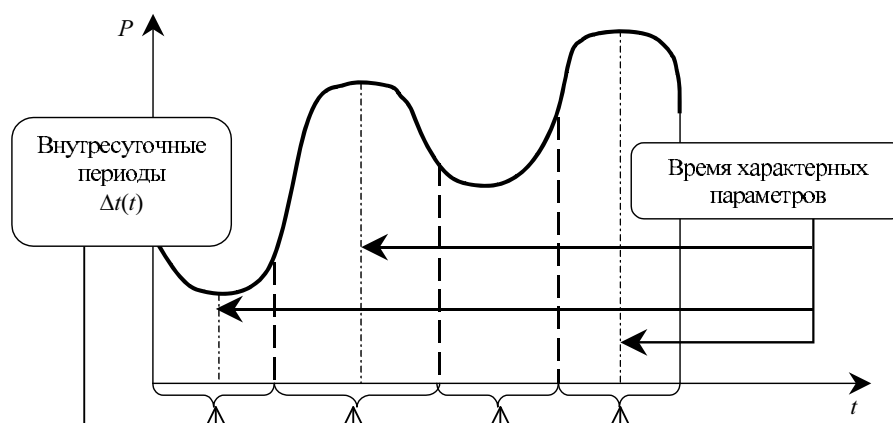


Рис. 3.7. Состав моделей прогнозирования для характерных параметров графика нагрузки по мощностям и времени

Прогнозирование отдельных параметров ГН чаще всего основано на использовании регрессионных моделей, которые можно разработать для большого числа показателей, но существует проблема их прогнозирования. Чаще всего можно разработать модель прогнозирования для 3...5 показателей. Чем больше показателей используется в моделях ГН, тем сложнее его модель и тем труднее его прогнозировать, так как требуются взаимосвязанные прогнозы всех показателей, например с использованием множественной регрессии.

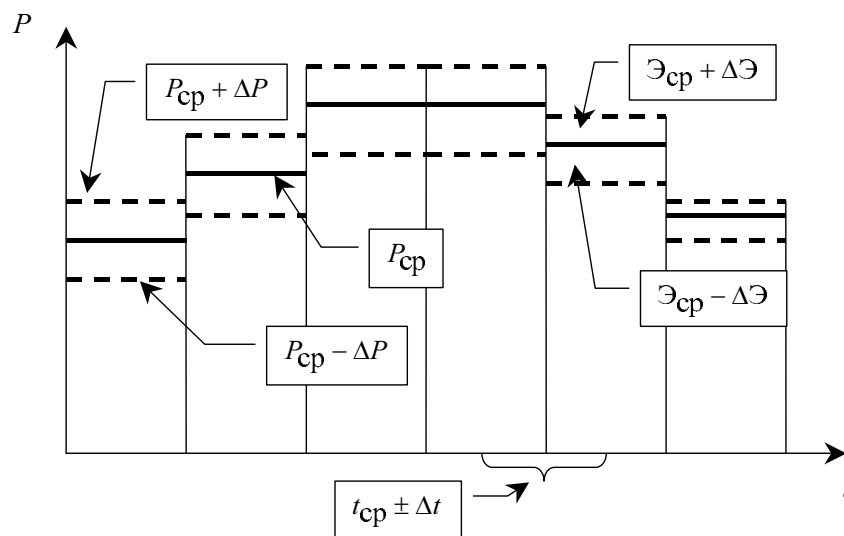


Рис. 3.8. Макет поля нагрузки

При целевом моделировании ГН необходимо учитывать процесс изменения нагрузки во времени, структурные свойства этого процесса и параметры процесса.

Конструирование ГН играет важную роль для задания режимов электрических станций или генерирующих компаний. Для таких задач прогноз ГН в общем виде недостаточен. От ГН системы зависят графики мощностей станций, их функции и режимы в системе. Изучение этих вопросов показывает, что наибольшее значение имеют те параметры и составляющие ГН, которые связаны с режимными свойствами электростанций.

3.7. МОДЕЛИ ПРОГНОЗОВ ПОПРАВочНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ К ОСНОВНОМУ ПРОГНОЗУ

Для учета дополнительных факторов требуются специальные модели поправок, в их числе: температура наружного воздуха, облачность, сила ветра, потери в сетях от транзита и собственные, частота, нагрузки для крупных потребителей, измерительные и др.



Поправки для интервала t : $P_t = P_{t \text{ модели}} \pm \Delta P_t (F_{\text{случ } t} \pm \Delta F_{\text{случ } t}) \pm \Delta P_{\text{расч } t} \times (F_{\text{пл } t} \pm \Delta F_{\text{пл } t})$, где $F_{\text{случ}}$ – случайные события, $\Delta F_{\text{случ}}$ – их достоверности; $\Delta P_{\text{расч}}$ – плановые ситуации и расчетные поправки.

В общем случае поправка складывается из статистической, расчетной и экспертной, т. е. $\Delta_p = \Delta_c + \Delta_{\text{расч}} + \Delta_{\text{эксп}}$.

Требуется обосновывать значимые факторы и для них получать модели.

Поправки на температуру

Рассмотрим пример. Практика говорит о том, что существует связь между электропотреблением и температурой и внесение поправок дает ощутимый эффект. Вместе с тем степень неопределенности этой связи так велика, что ее необходимо выявлять. Главная сложность заключается в независимости процессов электропотребления от изменения метеорологических связей. Абсолютно все характеристики этих связей подчиняются своим законам. Единственный путь их определения – оценка аналитической количественной или качественной связи. Эта задача имеет ряд особенностей.

- База данных по температуре включает обычно небольшое количество точек ее измерения в области электроснабжения.
- Температура наружного воздуха влияет не на всю величину нагрузки и электропотребления, а только на их часть. Эти части неизвестны.
- Можно утверждать, что связь между этими величинами нелинейная, но вид и форма ее нелинейности неизвестны. Поэтому можно только задать некоторые варианты вида связей и оценить их при экспериментальных расчетах. Процесс изменения температуры $T^\circ(t_B^T)$ от времени обусловлен факторами, абсолютно отличающимися от причин процессов изменения электропотребления $\Theta(t_B^\Theta)$ и мощности $P(t_B^P)$. Поэтому периоды ретроспективы t_B^T , t_B^Θ , t_B^P разные, а следовательно, требуется подбор каждого периода.

Возможны различные зависимости основных прогнозов электропотребления и показателей ГН от температуры [16], т. е. корреляция:

- температуры и полного ЭП или его части;



- температуры и полного или частичного ЭП по рабочим $T(\mathcal{E}_{\text{раб}})$ и нерабочим дням $T(\mathcal{E}_{\text{нераб}})$;
- мощности нагрузки и температуры $T(P)$;
- максимальной мощности и температуры в этот час $T_{\text{max}}(P_{\text{max}})$;
- средней мощности и среднесуточной температуры $T_{\text{ср}}(P_{\text{ср}})$.

Рассмотрим модель получения поправок на температуру для новосибирской энергосистемы по данным за период 2003–2006 гг. Возможны связи $\mathcal{E}(T^\circ)$, $\Delta\mathcal{E}(\Delta T^\circ)$, $\Delta\mathcal{E}(T^\circ)$. Все эти связи неявные, и для них необходимо подбирать регрессионную модель.

Основные расчеты. В примере рассчитаны линейные коэффициенты корреляции связи температуры и электропотребления. Они составляют 0,7...0,8 %, а относительные поправки – 0,3...3 % от величины электропотребления.

Наиболее достоверна модель $\Delta\mathcal{E}(T^\circ)$. Условием внесения поправки является отклонение прогноза среднесуточной температуры от среднесуточной температуры за период ретроспекции. При внесении поправки изменяются все часовые (получасовые) нагрузки ГН. В примере поправки меняются в пределах 5...30 МВт/град. Внесение поправки на температуру приводит к улучшению прогноза нагрузок в среднем на 1...1,5 % по абсолютному среднесуточному отклонению. Прогноз ГН улучшается примерно в 50 % рассматриваемых случаев, относительные поправки составляют 0,3...3 % от величины электропотребления.



Создание схемы взаимосвязанных расчетов моделей прогнозирования электропотребления для периодов от месяца до нескольких лет (пример расчета)

Пример расчета рассматривается для энергосистемы Новосибирской области. В нем приведены методические приемы и количественные оценки, которые наглядно иллюстрируют прогнозные расчеты. Рассмотрен временной ряд за период июнь 2002 – июнь 2006 гг. По данным 2003–2005 гг. подбирались статистические модели, а для 2006 г. проводилась оценка достоверности их применения.

Состав задач прогнозирования электропотребления. Рассмотрим три задачи прогнозирования электропотребления:

- электропотребление в среднесрочном периоде от суток $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ до месяца $\mathcal{E}_{\text{мес}}$; интервалы дискретности времени $\Delta t = 1$ сутки, $\Delta t = 1$ месяц;
- электропотребление на год с разбивкой по месяцам $\mathcal{E}_{\text{мес}}$, сезонам $\mathcal{E}_{\text{сез}}$. Интервалы дискретности $\Delta t = 1$ месяц, $\Delta t = 1$ сезон; $\Delta t = 1$ сутки;
- электропотребление в долгосрочной перспективе на 5...15 лет, $\Delta t = 1$ год.

Процесс и его части. На основе предварительного анализа данных выделены характерные периоды процесса по времени: сутки, месяц, сезон, межсезонные периоды, год, несколько лет. Признаками деления были: содержание задач, информация, неопределенность.

Электропотребление служит интегральным показателем для определенного периода, поэтому при использовании такого аппарата важное значение имеют три фактора. Первый фактор – период ретроспекции. Второй фактор – интервал дискретности. Третий фактор – внутригодовая структура модели, учитывающая сезонность.

Исследование этих факторов позволяет усреднить структуру модели. Наиболее распространенный подход – это взаимосвязанное рассмотрение трех моделей прогнозирования электропотребления:

- в долгосрочном периоде (год с разбивкой по месяцам) $\mathcal{E}_{\text{год}}$, $\mathcal{E}_{\text{мес}}$;
- в среднесрочном периоде по месяцам $\mathcal{E}_{\text{мес}}$, $\mathcal{E}_{\text{сут}}$;
- за месяц – по неделям и суткам;
- внутри месяца – по суткам.

Модели постоянно уточняются по схеме цепочечных расчетов. Вид математической модели определяется на предварительной стадии расчетов, но ее параметры зависят от наблюдаемой информации.



Для рассматриваемых прогнозов рекомендуется следующая схема циклической корректировки моделей:

- ежесуточное уточнение модели для суточного и месячного прогнозов;
- ежемесячное уточнение внутригодовых прогнозов;
- уточнение годовых прогнозов при вводе новой информации за 2...3 месяца.

Модели прогнозирования электропотребления системы для годового периода. Для годового периода можно выделить стабильные внутренние процессы. Первое – это сезонность. Сезонные процессы могут изменяться по календарным датам. Второе – это отопительный и неотопительный сезоны, которые зависят от климатических факторов. Могут быть и другие процессы.

Составляющие процесса изменения электропотребления. Общая тенденция развития процесса может быть описана линейным трендом. Сезонные колебания явно различимы.

Пример модели дан для двух периодов ретроспекции:

$$y_t = 1\,099\,068 + 318\,000 \cos\left(\frac{2\pi t}{12}\right) + 223\,400 \sin\left(\frac{2\pi t}{12}\right) + e_t,$$

где y_t – значения электропотребления; e_t – остатки на интервалах времени t за 3 года с месячной дискретностью информации.

Модель обеспечивает прогноз примерно с 10 %-м уровнем точности (рис. 3А). Достоверность прогнозов определялась инверсной верификацией.

Модель прогноза электропотребления для сезонного периода. Наиболее рационально использование одного предшествующего года и последующее уточнение моделей.

Для разработки моделей прогнозирования необходимо определить следующие характеристики сезонов:

- количество сезонов;
- способы определения границ сезонов;
- продолжительность переходных зон между сезонами;
- период ретроспекции данных для каждого сезона и информацию.

При выделении сезонных периодов ретроспекции необходимо анализировать процесс изменения информации. Расчеты, выполненные для трех лет, показывают наличие растущего/убывающего тренда. Для весеннего и осеннего периодов характерно предположение о стабильности процессов, происходящих внутри сезона, что позволяет использовать линейные тренды (рис. 3Б).

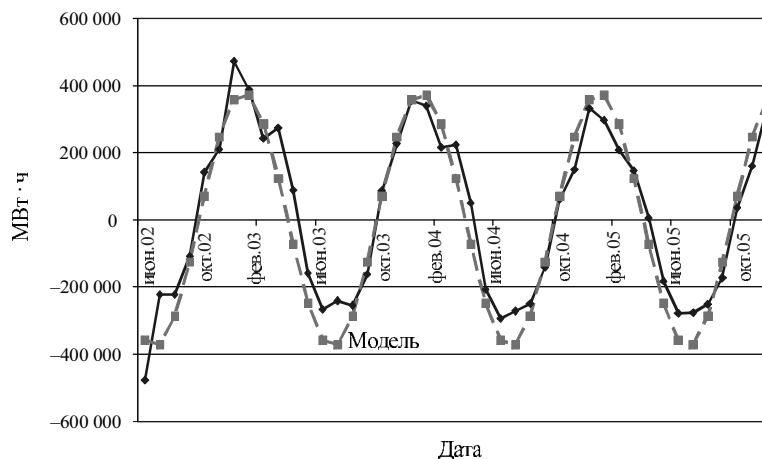


Рис. 3А. Вид модели электропотребления за 3 года с месячной дискретностью

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о повышении достоверности моделей прогнозирования Э по сезонам по сравнению с первоначальным годовым прогнозом. Колебание электропотребления в зимний и летний периоды составляет 4...6 %, в весенний и осенний – 10...15 % (без тренда), 4...6 % (с линейным трендом).

Моделирование электропотребления для месячного периода. В задаче анализа и моделирования месячного электропотребления обычно используются среднесуточные статистические данные.

Из рис. 3В видны недельные колебания, поэтому возникает вопрос о том, можно ли учитывать недельные колебания одновременно с месячной волной. Одним из способов учета недельных колебаний является введение коэффициентов снижения нагрузки в определенные дни. В приведенном примере он позволяет увеличить значение множественного коэффициента детерминации до 0,97. Тогда разрабатывается регрессионная модель

$$\Xi = 8867 + 10,62T + 24\,977D_1 - 1915D_2 - 2518\cos\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + 12\,262\sin\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + e_t.$$

Учет недельной волны снижает величину отклонений до 6...8 %. Коэффициент множественной корреляции равен 0,98, а коэффициент детерминации равен 0,96, т. е. модель на 96 % описывает дисперсию динамики процесса.

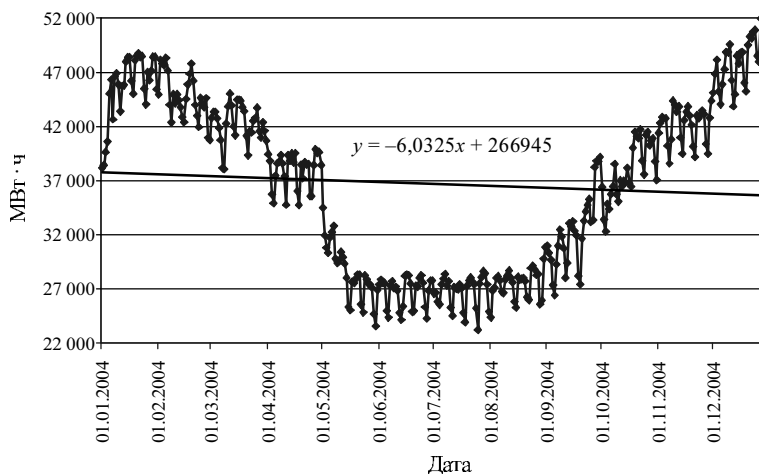


Рис. 3Б. Тренд и сезонная волна электропотребления в годовом разрезе

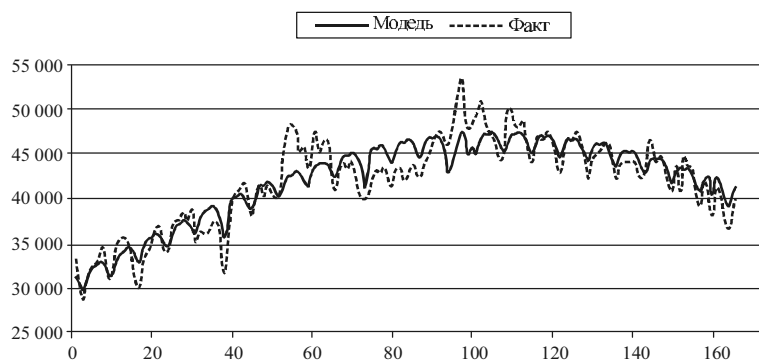


Рис. 3В. Введение недельной волны в график суточного электропотребления

Задачи прогнозирования электропотребления для многолетнего периода. Динамика процесса $\mathcal{E}$ за многолетний период оценивалась по модели временного ряда за три года. Получены линейные модели (рис. 3Г): при годовой дискретности данных $\mathcal{E} = 0,02t + 0,977$ МВт · ч; при месячной дискретности данных $\mathcal{E} = -0,025t + 992,3$ МВт · ч.

Получены следующие количественные результаты в энергосистеме: электропотребление за рассматриваемый период стабильно растет в среднем на 2 % в год; сезонные изменения $\mathcal{E}$ составляют примерно 30 % для всех рассмотренных лет.

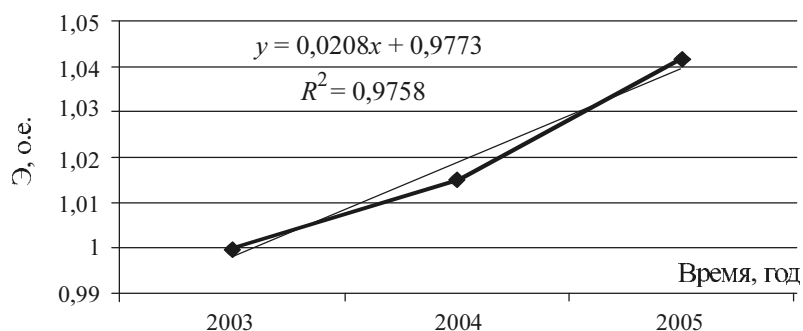


Рис. 3Г. Процесс изменения многолетнего электропотребления

Таблица 3А

Модели прогнозирования при планировании электропотребления с годовой заблаговременностью

№ п/п	Плановая задача	Вид модели временного ряда	Интервал дискретности	Периодичность уточнения модели
1	План с разбивкой по месяцам $M_{\text{год}}$	$\mathcal{E}_{\text{год}} = T_{\text{год}} + S_{\text{год}} + I_{\text{год}} + \delta_{\text{год}}$	1 месяц	12
2	Квартальный план с разбивкой по месяцам $M_{\text{кв}}$	$\mathcal{E}_{\text{кв}} = T_{\text{кв}} + \delta_{\text{кв}}$	—	—
3	Переходные планы для межсезонных периодов $M_{\text{сез}}$	$\mathcal{E}_{\text{сез}} = T_{\text{сез}} + \delta_{\text{сез}}$	—	—
4	Переходные планы для отопительного и неотопительного сезонов $M_{\mathcal{Q}}$	$\mathcal{E}_{\mathcal{Q}} = T_{\mathcal{Q}} + S_{\mathcal{Q}} + I_{\mathcal{Q}} + \delta_{\mathcal{Q}}$	—	—
5	Месячные планы с разбивкой по суткам $M_{\text{мес1}}$	$\mathcal{E}_{\text{мес1}} = T_{\text{мес1}} + S_{\text{мес1}} + I_{\text{мес1}} + \delta_{\text{мес1}}$	—	—
6	Месячные планы с разбивкой по часам $M_{\text{мес2}}$	$\mathcal{E}_{\text{мес2}} = T_{\text{мес2}} + S_{\text{мес2}} + I_{\text{мес2}} + \delta_{\text{мес2}}$	—	—
7	Итоговая модель годового плана			



Заключение по разработанным моделям электропотребления. Полученные результаты позволяют повысить достоверность прогнозов .

- Все модели должны быть взаимосвязаны.
- Необходимо учитывать динамические свойства моделей во времени.
- Учет характера и внутренней структуры повышает достоверность моделей.
- Выявление индивидуальных характеристик трендосезонных моделей позволяет более полно и правильно построить циклические расчеты.
- Необходимо автоматизировать расчеты с использованием компьютерных технологий, без которых реализовать указанные выше предложения невозможно. Большое значение при этом имеет интерактивный режим внесения поправок в прогнозы, которые не отражаются на основе исходной информации.

Задание на самостоятельную работу. Анализируя данные, создайте схему взаимосвязанных моделей и их корректировки, заполнив табл. 3А.

Построение временных моделей для параметров мощности (пример расчета)

В табл. 3Б приведены данные по характерным показателям (минимальной, средней и двум максимальным мощностям графика нагрузки) за четыре года (2002–2005 гг.).

Таблица 3Б

Характерные показатели графика нагрузки для новосибирской энергосистемы за 2002–2006 гг.

	Месяц	Нагрузка, МВт		
		минимальная	максимальная	средняя
2002	Июнь	753	1301	1027
	Июль	727	1496	1057
	Август	734	1394	1063
	Сентябрь	828	1659	1261
	Октябрь	1086	1970	1560
	Ноябрь	1291	2246	1713
	Декабрь	1558	2422	2015



	Месяц	Нагрузка, МВт		
		минимальная	максимальная	средняя
2003	Январь	1479	2319	1908
	Февраль	1522	2407	1921
	Март	1303	2167	1767
	Апрель	1173	1982	1572
	Май	868	1505	1192
	Июнь	817	1399	1090
	Июль	798	1383	1092
	Август	750	1360	1080
	Сентябрь	838	1670	1250
	Октябрь	1082	1951	1548
	Ноябрь	1279	2207	1801
	Декабрь	1504	2387	1920

	Месяц	Нагрузка, МВт		
		минимальная	максимальная	средняя
2004	Январь	1404	2292	1903
	Февраль	1506	2292	1893
	Март	1394	2115	1761
	Апрель	1205	1866	1585
	Май	802	1501	1205
	Июнь	825	1391	1113
	Июль	804	1377	1117
	Август	846	1461	1141
	Сентябрь	891	1882	1324
	Октябрь	1113	2004	1575
	Ноябрь	1278	2149	1740
	Декабрь	1454	2425	1994



	Месяц	Нагрузка, МВт		
		минимальная	максимальная	средняя
2005	Январь	1429	2421	1903
	Февраль	1550	2421	1999
	Март	1336	2048	1714
	Апрель	1135	2256	1581
	Май	894	1700	1283
	Июнь	845	1581	1196
	Июль	848	1449	1163
	Август	888	1519	1208
	Сентябрь	904	1807	1357
	Октябрь	1155	2033	1603
	Ноябрь	1396	2247	1837
	Декабрь	1526	2503	2018

	Месяц	Нагрузка, МВт		
		минимальная	максимальная	средняя
2006	Январь	1563	2646	2114
	Февраль	1629	2522	2025
	Март	1587	2181	1877

Рассмотрим составление модели для показателя средней мощности. Результаты сведены в табл. 3В.

Таблица 3В

Результаты моделирования процесса средней мощности для различных периодов ретроспективы

№ п/п	Период ретроспективы, годы	Вид модели	Погрешность модели	Погрешность прогноза
1	2002–2005	$Y = 380 \sin((X/12 \cdot 360 - 135)/57,3) + 4,1776X + 1420,9$	5,36	7,59
2	2003–2005	$Y = 390 \sin((X/12 \cdot 360 - 135)/57,3) + 0,9472X + 1520,1$	5,34	9,59
3	2004–2005	$Y = 450 \sin((X/12 \cdot 360 + 60)/57,3) + 0,2665X + 1547,2$	3,09	4,54
4	2005	$Y = 470 \sin((X/12 \cdot 360 + 70)/57,3) - 8,2098X + 1625,2$	2,93	8,43



Анализируя результаты расчетов, можно сделать вывод, что не всегда снижение погрешности прогноза дает снижение погрешности модели. Следовательно, необходимо учитывать дополнительные факторы, влияющие на модель.

Задание на самостоятельную работу. Подберите модели временного ряда для минимальной и максимальной мощностей. Определите средние по модулю погрешности моделей. Определите прогноз показателей на 2006 г. по моделям с различными периодами ретроспективы. Определите погрешности прогноза. Сделайте заключение о выборе модели прогнозирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ К ГЛАВЕ 3

План и прогноз – неразрывные понятия. Прогноз может быть неявным, но он всегда присутствует при планировании. Есть бытовое выражение: «план на основе взгляда в потолок». Конечно, сейчас это недопустимо, хотя такие подходы есть и они достаточно широко распространены. В настоящей главе прогноз рассматривался как современная проблема, которая может быть решена на основе математики и компьютеризации расчетов. Во-первых, создается единое информационное пространство для планирования: данные, информация, прогнозы, планы. Без прогнозов богатейшие архивы данных часто не востребованы. Во-вторых, открывается возможность автоматизированных расчетов планов и их корректировки. И, наконец, повышается достоверность плановых расчетов.

Тормозит прогнозирование недостаточная квалификационная подготовка персонала. Есть компьютеры, есть математический аппарат, но нет алгоритмов и программ.

Современный инженер должен решать эту проблему.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Как определяются эвристические методы прогнозирования, от каких факторов они зависят?
2. Во многих практических случаях не используются математические модели прогнозирования; в чем причина такого подхода?
3. В чем заключается главная трудность использования математических методов прогнозирования?
4. Модель временного ряда – достаточно популярный метод прогнозирования. Чем это объясняется?



5. В чем сложность получения прогнозов ГН?
6. Как вы считаете, можно ли получить прогнозы ГН ЭЭС на перспективу 5...10 лет?
7. Если вы хотите использовать множественную регрессию для прогнозирования ГН, то какие переменные вы будете использовать?
8. Как конструировать прогнозы? Кто задает идею конструирования и элементы конструкции?
9. Если имеется несколько идей конструирования прогноза, как отобрать лучшую?
10. Как связаны план и прогноз?

? Для каких целей нужны прогнозы электропотребления и ГН на перспективу 10...20 лет?



Глава 4

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА АГРЕГАТОВ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Краткое содержание главы

Технологические схемы электрических станций
Категории мощности агрегатов и электрических станций
Эксплуатационные свойства электростанций
Характеристики агрегатов и электростанций
Энергетические характеристики тепловых электростанций
Способы получения энергетических характеристик
Статистические характеристики станций
Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности

4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Технология производства на электрических станциях рассматривалась в специальных курсах, для понимания материалов учебника целесообразно ее напомнить.

Теплоэлектростанции (ТЭС) производят электрическую и тепловую энергию, и их соотношение может изменяться. На ТЭС имеется комбинированное производство двух видов энергий. Это отражается на режимах ТЭС, на ее характеристиках и КПД. Режим может быть вынужденным (по тепловой энергии) и регулируемым (по конденсационному циклу). Часто применяют технический термин «конденсационные хвосты». При этом есть две составляющие мощности: $P_{ТЭС} = P_{тепл} + P_{конд}$, первая вынужденная, вторая – регулируемая. Поскольку $P_{конд}$ получается за счет технологического процесса низкого давления ступеней тепловой турбины, в экономическом отношении это дорогая мощность. Ее используют в системе в последнюю очередь (рис. 4.1).

Обычно ТЭЦ выполняется по схеме с поперечными связями (рис. 4.2). Ее работа подразделяется на две части – по температуре и давлению, которые связаны через редукционно-охладительное устройство (РОУ) и предвключенную турбину (ПР). Это очень усложняет задачу выбора состава агрегатов ТЭЦ, и чаще всего строится библиотека характеристик для различных составов.

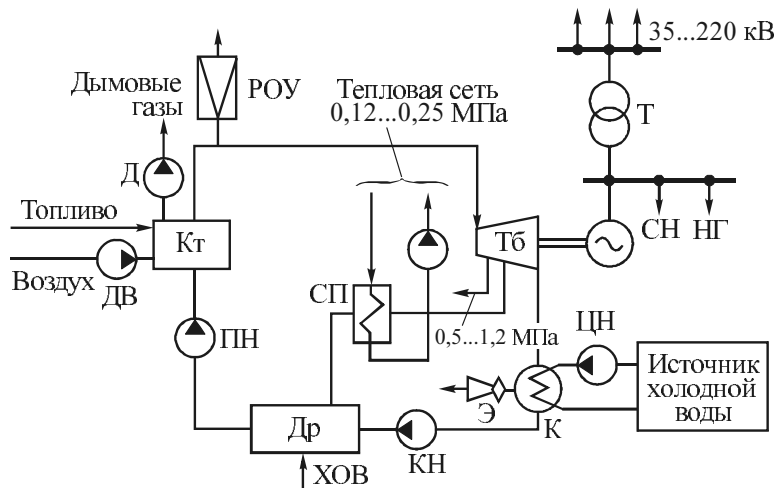


Рис. 4.1. Принципиальная схема ТЭЦ

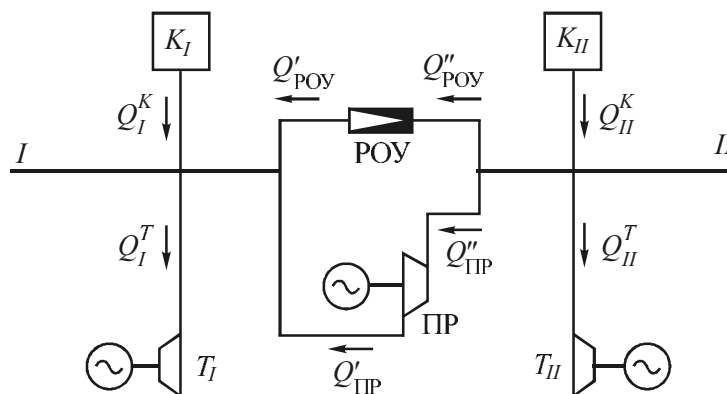


Рис. 4.2. Схема ТЭЦ

Крупные тепловые станции – это КЭС (конденсационные ТЭС, рис. 4.3 и 4.4). Они имеют другое оборудование и более экономичны по КПД получения электрической энергии; могут иметь различные параметры по температуре и давлению, что влияет на их регулирующие возможности. При докритических



параметрах регулирующие возможности выше, чем при сверхкритических. Их минимальная мощность зависит от технического минимума включенного оборудования. Станции средней и большой мощности выполняются по блочной схеме. Блок – это котел, турбина, генератор.

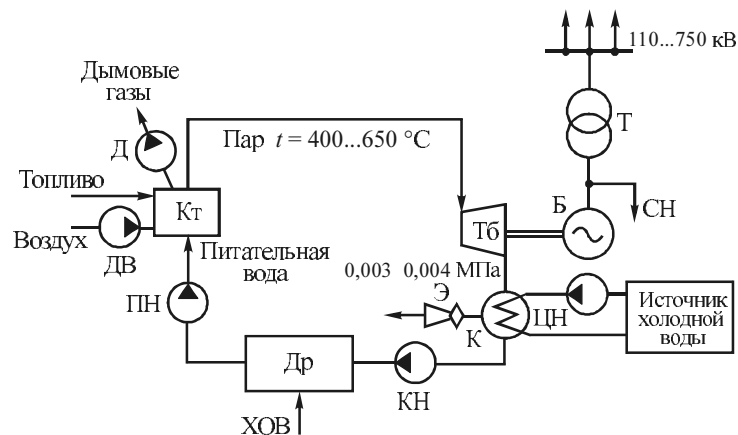


Рис. 4.3. Принципиальная схема КЭС

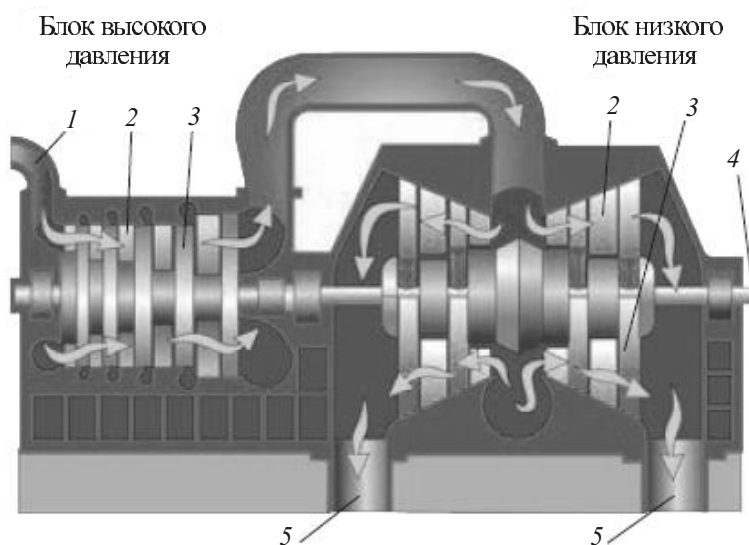


Рис. 4.4. Схема многоступенчатой паровой турбины:

1 – входной паропровод; 2 – направляющие лопатки турбины;
3 – рабочее колесо турбины; 4 – вал; 5 – выходной паропровод

Уран

Р

ПН

Т

Тб

КН

К

ЦН

СН

110...750 кВ

Источник холодной воды

Здание реактора

Компенсатор давления

Парогенератор

Стержни управления

Реактор

Турбина

Генератор

Конденсатор

К водохранилищу или градине

ГЭС имеют очень простую технологическую схему (рис. 4.7, 4.8 и 4.9). Ее особенности рассматриваются отдельно.

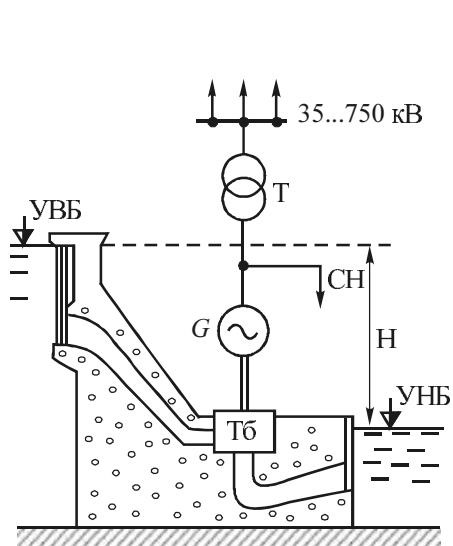


Рис. 4.7. Принципиальная схема ГЭС

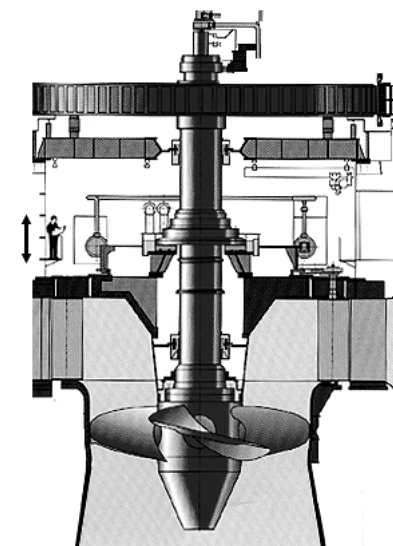


Рис. 4.8. Агрегат ГЭС

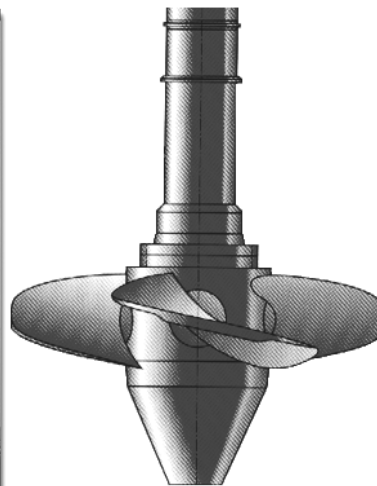
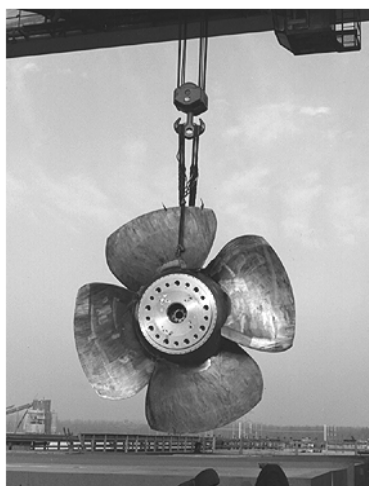


Рис. 4.9. Рабочее колесо поворотно-лопастной турбины ГЭС

Приведенные выше материалы не являются полными, это всего лишь напоминание о необходимости знать их для изучения материала книги.



4.2. КАТЕГОРИИ МОЩНОСТИ АГРЕГАТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Различают несколько категорий мощности, которые отражают возможности участия станций и агрегатов в энергетических балансах.

Установленная мощность станции – это электрическая мощность генераторов. Она определяется при проектировании исходя из потребностей энергосистемы, в которой будет использоваться. Рассчитывается установленная мощность станции по наибольшей нагрузке и необходимой величине резервов мощности. При выборе установленной мощности ТЭЦ учитываются потребности в тепловой энергии и часто они являются определяющими. Установленные мощности КЭС и ГЭС обуславливаются их электрическими нагрузками.

Выбор установленной мощности ГЭС имеет важные особенности. Как уже отмечалось, мощность ГЭС зависит от регулирования речного стока и водности года (приточности). Установленная мощность соответствует гарантированной выработке электроэнергии, т. е. выработке электроэнергии расчетного маловодного года. Обычно расчетный маловодный год имеет обеспеченность 95 % и более. Мощность, соответствующая гарантированной выработке электроэнергии, называется *вытесняющей*. Это означает, что она вытесняет мощность ТЭС, которую необходимо было бы установить при отсутствии ГЭС. Однако в годы повышенной водности по сравнению с расчетным маловодным периодом ГЭС может давать большую мощность. Поэтому обычно установленная мощность ГЭС больше вытесняющей. Эта дополнительная мощность является дублирующей – такая же величина мощности установлена на ТЭС. Называют эту составляющую мощности *сезонной мощностью*. Сезонная мощность используется при наличии водных ресурсов, но она не гарантирована. Она может использоваться в соответствии с требованиями системы в виде рабочей или резервной мощности. Таким образом, установленная мощность ГЭС

$$P_{\text{уст ГЭС}} = P_{\text{выт}} + P_{\text{сез}}, \quad (4.1)$$

а выработка электроэнергии ГЭС

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} + \mathcal{E}_{\text{сез}}, \quad (4.2)$$

где $P_{\text{выт}}$, $P_{\text{сез}}$ – вытесняющая и сезонная мощность, а $\mathcal{E}_{\text{гар}}$, $\mathcal{E}_{\text{сез}}$ – гарантированная и сезонная выработка электроэнергии.

Почти все гидростанции имеют сезонные составляющие мощности и выработки электроэнергии. Например, установленная мощность Красноярской ГЭС 6400 МВт, гарантированная составляющая мощность 1300 МВт, а сезон-



ная – 5100. Установленная мощность Новосибирской ГЭС равна 500 МВт, гарантированная 130 и сезонная 370 МВт соответственно. Только при многолетнем регулировании стока (Братская ГЭС, Усть-Илимская) вся мощность будет вытесняющей. Экономическая значимость гарантированных и сезонных составляющих различна. Гарантированная составляющая вытесняет мощности ТЭС и отвечает общим требованиям надежности и бесперебойности энергоснабжения. Сезонная мощность позволяет экономить топливо на ТЭС, заменяя их мощность в периоды паводка, и позволяет повысить экономичность электроснабжения.

Установленная мощность агрегата – это номинальная мощность, указанная в паспорте агрегата. Установленная мощность агрегата $P_{уст.а}$ соответствует установленной мощности генератора, поскольку от него зависит электрическая мощность, выдаваемая в сеть. Установленная мощность турбины и котла – это паспортная номинальная мощность, которая определяет их максимальную производительность. Для агрегатов ТЭС она постоянная. Для агрегатов ГЭС установленная мощность турбины зависит от того напора, с которым работает агрегат, поскольку расход воды агрегата также зависит от напора.

Располагаемая мощность агрегата и станции – мощность, которая может использоваться в рассматриваемый период. Располагаемая мощность может быть меньше установленной, если есть ограничения мощности, т. е. имеется *связанная* мощность $P_{связ}$, которая не может быть получена. Следовательно,

$$P_{расп} = P_{уст} - P_{связ} \quad (4.3)$$

Ограничения мощности могут быть вызваны различными причинами. Некоторые причины – общие для любых электростанций: аварийный простой агрегатов, ремонты, модернизация, техническое состояние агрегатов (износ, неполадки). Причинами связанной мощности ТЭС могут быть: плохое качество топлива (высокая влажность, зольность, сернистость), качество питательной воды, величина вакуума, не соответствующая нормативу, отклонение режимных параметров турбин и котлов от нормального состояния. На ГЭС связанная мощность может быть в периоды снижения напора при пропуске паводка (за счет значительного повышения уровня нижнего бьефа).

Связанную мощность еще называют разрывами мощности. Станции заявляют о своих разрывах мощности при планировании режимов системы. Экономические оценки разрывов мощности учитывают, какой ущерб они наносят энергосистеме, какие инвестиции требуются для устранения разрывов, какая доля затрат станции определяется недоиспользованием мощности. Отметим, что все свои затраты станция включает в себестоимость продукции и потреби-



тели оплачивают связанную мощность. Условие экономичности энергоснабжения требует минимизации затрат на связанную мощность за счет проведения систематической работы по устранению разрывов мощности.

Рабочая мощность – это мощность, с которой агрегат или станция работает в течение рассматриваемого периода времени или которая планируется для работы. Рабочая мощность не превышает располагаемой:

$$P_{\text{раб}} \leq P_{\text{расп}}. \quad (4.4)$$

Резервная мощность – это мощность, предназначенная для различных резервов, которые необходимо иметь, чтобы обеспечивать надежное энергоснабжение и поддерживать качество энергии в нормируемых пределах.

Перечисленные выше категории мощности используются при составлении балансов мощности и энергии системы. В различных задачах используются и другие категории, например, экономическая мощность, соответствующая определенным экономическим показателям, перегрузочная мощность – предельная мощность, которая кратковременно может быть получена.

Различные виды мощности имеют параметрическое содержание, т. е. это параметры мощности. Для получения параметрических характеристик необходимо знать возможности агрегатов или станции и реальные данные по их использованию. Как будет показано дальше, параметры мощности имеют различную ценность. Эксплуатационные издержки для них различаются, а соответственно меняется и их цена.

4.3. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Остановимся на основных эксплуатационных свойствах станций, важных для балансов мощности и энергии. В основном станции характеризуют пять свойств.

1. Предельные параметры по мощности: номинальная мощность $P_{\text{ном}}$, минимальная допустимая мощность $P_{\text{доп min}}$, максимальная допустимая мощность $P_{\text{доп max}}$. Рабочая мощность станции должна удовлетворять условию:

$$P_{\text{доп min}} \leq P_{\text{раб}} \leq P_{\text{доп max}}. \quad (4.5)$$

2. Регулирующие способности станции – быстрый набор и сброс нагрузки в автоматическом режиме.

3. Маневренность станции – время пуска и останова агрегатов и их загрузка (разгрузка) при росте или снижении нагрузки потребителей.



4. Надежность работы станции.

5. Экономичность работы.

Допустимые минимальные мощности станции могут вызываться техническими причинами (ограничениями) или условиями использования станций в системе. Если минимальная мощность обусловлена техническими ограничениями, то она соответствует наименьшей мощности, обеспечивающей сохранность оборудования или нормальный режим его работы.

На КЭС минимальные мощности обычно определяются техническими причинами. Минимальные мощности на ТЭЦ зависят также от потребления тепла потребителями в виде горячей воды и пара. При этом режим ТЭЦ и их теплофикационных агрегатов имеет вынужденную электрическую мощность, которую называют теплофикационной.

Могут быть и режимные ограничения по величине мощности. Например, для блоков КЭС они зависят от вида и качества топлива. Диапазон нагрузок для блоков, работающих на мазуте и газе, составляет примерно 50 % от максимальной нагрузки, на угле с сухим шлакоудалением – 40 %, с жидким – 20 %. Соответственно ограничения по минимальной мощности $P_{\min}$ будут 50, 60, 80 % максимальной. Ограничения по минимальной мощности в основном связаны с устойчивостью факела горения котла. При подаче топлива в котел ниже определенной величины факел горения может погаснуть. Некоторые данные по минимально допустимым нагрузкам приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Минимально допустимые нагрузки моноблоков

Мощность, МВт	Тип котла	Топливо	Шлако-удаление	Минимальная нагрузка, %
160	ТП-90	АШ	Жидкое	70
160	ТП-92	Газ		40
160	ТГМ-94	Газ, мазут		40
200	ПК-33	Челябинский бурый уголь	Сухое	50
200	ТП-100	АШ Донецкий уголь Львовско-волынский уголь	Жидкое	60*...70* 50*...60 40
300	ТП-110	АШ Кузнецкий уголь	Жидкое	60*...70
300	ТГМП-314	Газ, мазут		30

* Продолжительность работы не более 2 ч.



Нагрузочный диапазон можно рассчитать в виде относительного показателя:

$$D = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\max}} 100, \%. \quad (4.6)$$

Чем больше величина нагрузочного диапазона, тем большие возможности имеет станция по регулированию мощности ЭЭС. Ограничивающим звеном на ТЭС обычно бывает турбина.

Для ГЭС технический нагрузочный диапазон может изменяться от нуля до максимальной мощности. Для большинства ГЭС имеются режимные ограничения по их минимальной мощности. Причинами этого могут быть требования судоходства к уровням в нижнем бьефе или требования водозаборных сооружений. Большинство ГЭС располагается выше крупных городов, и поэтому их рабочие мощности ограничиваются. Могут быть ограничения по максимальной мощности (например, на Красноярской ГЭС) или по минимальной.

Регулирующие способности рассматриваются для условий, когда оборудование достаточно длительно находится в работе. Скорость изменения мощности в этом случае больше, чем при наборе нагрузки после остановки. Ограничения по скорости набора нагрузки связаны только с работой направляющего аппарата турбины. Для больших гидроагрегатов набор нагрузки от минимальной до максимальной возможен за 1...3 мин.

Возможны три случая изменения нагрузки и соответственно изменения мощности оборудования.

Первый – знакопеременные колебания нагрузки. Если возникают мгновенные изменения мощности, то все виды оборудования реагируют на эти колебания, но в различной степени. Наиболее значительно реагируют станции, регулирующие частоту.

Второй случай – монотонные кратковременные изменения мощности. Нарастание мощности происходит за десятки секунд. Такие случаи наблюдаются при аварийном отключении крупного агрегата. Если в системе имеется достаточный аварийный резерв (резерв первой очереди), то загружаются резервные агрегаты на эту мощность.

Третий случай – длительное нарастание или снижение мощности. Это соответствует изменению нагрузки потребителей. В этом случае на тепловых станциях могут быть ограничения по скорости изменения их мощности. Котлы могут менять свою паропроизводительность от допустимой минимальной до



максимальной примерно за 1...3 мин. Это соответствует увеличению мощности от 15 до 50 % в минуту.

Условия повышения мощности турбины определяются допустимым тепловым расширением турбины. Если турбина находилась в работе, то увеличение ее мощности составляет ориентировочно 2...6 % за минуту от первоначальной мощности. Для некоторых типов теплофикационных турбин мощность увеличивается только на 1...1,5 % за минуту. Приведенные цифры служат иллюстрацией того, что регулирующая способность оборудования ТЭС имеет ограничения, которые зависят от технического выполнения котлов и турбин и от особенностей электростанции. Для управления режимами ЭЭС в условиях меняющейся нагрузки потребителей этот фактор имеет большое значение. Регулирование мощности приводит к возрастанию удельных затрат по сравнению со стационарным режимом.

Маневренность агрегатов электростанций определяется их пусковыми свойствами, которые включают длительность пуска, длительность набора нагрузки до номинальной, расход энергоносителя на пуск (пусковой расход).

Время растопки котлов составляет примерно 1...5 ч. Набор нагрузки до полной также составляет 1 ч или более. Для турбины прогрев паропровода перед пуском занимает 1,5 ч и больше. Длительность набора нагрузки турбины – 1...2 ч. Указанные значения зависят от параметров котлов и турбин. Для энергоблоков 160, 200 и 300 МВт, работающих на пылеугольном топливе, характеристики показаны на рис. 4.10. Из них видно, что продолжительность пуска существенно зависит от длительности простоя перед пуском. Блок из холодного состояния пускается за 8...9 ч, причем загружается он 5...6 ч. После простоя, равного 6...10 ч, блок уже пускается за 3 ч. Причем половина этого времени идет на его загрузку. Для турбин существует и минимальное время простоя, раньше которого турбина не может быть пущена. Для различных турбин это время составляет 2...12 ч. Как видим, маневренные свойства оборудования ТЭС ограничиваются разнообразными техническими условиями. Нарушение их может привести к аварии и потому недопустимо.

Гидроагрегаты обладают несравненно лучшими маневренными свойствами, чем турбоагрегаты. На современных ГЭС, где пуск гидроагрегатов автоматизирован, время от подачи команды на пуск до достижения агрегатом полной мощности составляет 2...3 мин. Только в особых случаях возникают ограничения на повторный пуск. Например, могут быть ограничения по времени повторного пуска, вызываемые работой подпятника гидроагрегата. Однако это время исчисляется несколькими минутами.

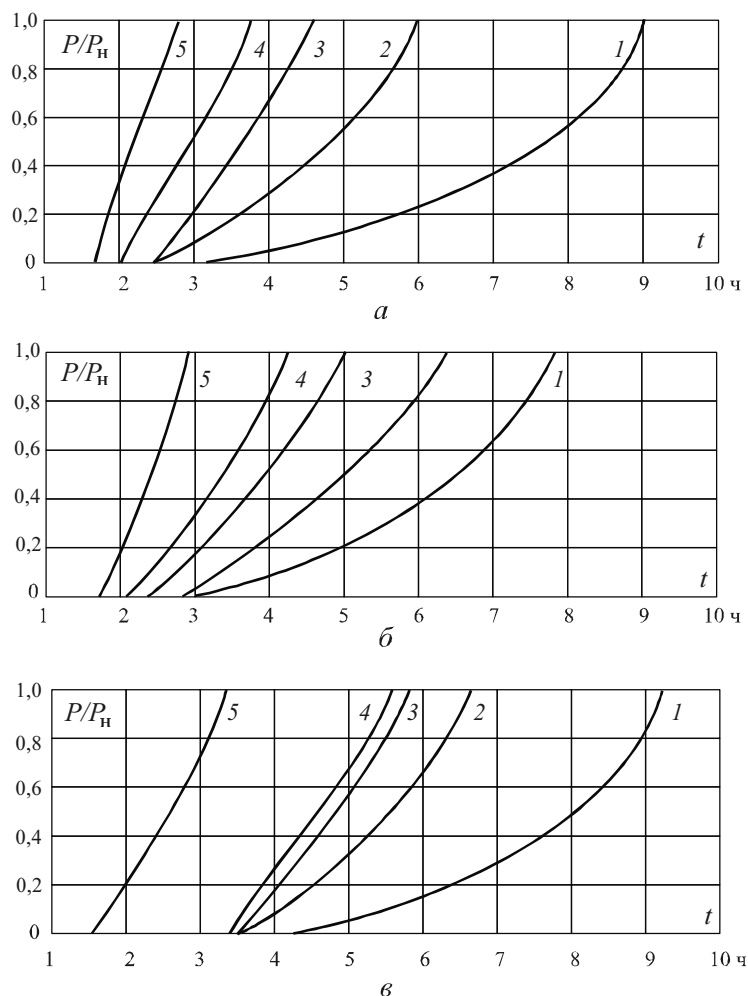


Рис. 4.10. Время пуска агрегатов КЭС. Характеристики нормативной продолжительности пусков некоторых моноблоков с пылеугольными котлами:

a – блок 160 МВт; *б* – 200 МВт; *в* – 300 МВт; 1 – пуск из холодного состояния; 2 – то же, после 50...60 ч после растопки; 3 – то же, через 25...35 ч после растопки; 4 – то же, через 15...20 ч; 5 – то же, через 6...10 ч

Расходы энергоресурса на пуск агрегата. Для тепломеханического оборудования они существенны. Для гидроагрегатов они малы и обычно их не учитывают. Пусковые расходы для котлов и блоков ТЭС пропорциональны времени простоя перед пуском (табл. 4.2).



Таблица 4.2

Расход условного топлива на пуск блоков КЭС, т

Состояние блока	Мощность блока, МВт			
	100	160	200	300
Холодное	30	50	60	150
Простой – сутки	21	40	60	100
Простой – 8...10 ч	8	25	30	80

Если остановка оборудования происходит на длительное время, то пусковые расходы нелинейно зависят от времени простоя. Например, для котлов получена экспоненциальная зависимость

$$B_n = B_{xx} (1 - e^{-at}), \quad a = 21,3 \left(\frac{P_k}{100} \right)^{-0,585},$$

где B_{xx} – расход холостого хода; a – коэффициент, зависящий от мощности котла P_k , например, для энергоблока 60...200 МВт. Пусковой расход из холодного состояния для неблочных котлов принимается равным 0,65...0,8 номинальной нагрузки. Для турбоагрегатов мощностью до 50 МВт пусковые расходы тепла равны примерно 0,4 максимальной мощности турбины.

В понятие «пусковые расходы» следует включать не только расход энергоресурса, но и дополнительную загрузку персонала, и снижение надежности агрегатов при пуско-остановочных операциях. Учет этих факторов производится эмпирическим путем. Из табл. 4.3 видно, что загруженность персонала при управлении режимом примерно на 30 % увеличивает время его активной работы.

Таблица 4.3

Оперативная загрузка оператора энергоблока, %

Режим работы	Контроль	Управление	В целом
<i>Стационарная нагрузка</i>			
Номинальная	34,2	3,1	37,3
Сниженная	31,0	10,0	41,0
<i>Переменная нагрузка</i>			
Сниженная	77,3	36,7	114,0
Повышенная	71,0	31,6	102,6



Надежность работы агрегатов и станций. Надежность определяется конструктивными решениями, условиями работы, решениями, принимаемыми при управлении. Заведомо известно, что наиболее надежны ГЭС, поскольку их техническое исполнение много проще, чем ТЭС. Но плохие условия эксплуатации могут привести к авариям, и фактическая надежность может быть значительно ниже расчетной. Здесь мы не будем подробно рассматривать этот вопрос, но обратим внимание на то, что наибольшее число аварий возникает при переключениях в схеме электрических соединений станции. Когда персонал меняет состояние схемы, его ошибки наиболее вероятны (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Ошибки оперативного персонала при переключениях в схеме электрических соединений

№ п/п	Вид ошибок	Процент от общего
1	Нарушение последовательности операций с разъединителями	21,3
2	Ошибочное отключение ключом управления разъединителя, отделителя	21,3
3	Ошибка по вине диспетчера	15,9
4	Подача напряжения на заземленную часть установки	7,4
5	Заземление токоведущих частей, находящихся под напряжением	2,1
6	Неправильные операции с устройствами релейной защиты и автоматики	9,6
7	Прочие	22,4
	Всего	100

Громадное значение имеет режимная надежность. В энергосистемах России в последние 10 лет произошли тяжелейшие аварии из-за нарушения условий эксплуатации. Так, в 2005 г. было нарушено энергоснабжение в зоне Москвы, Тульской, Калужской и Рязанской областей из-за сбоя в работе защитной автоматики на подстанции «Чагино». В период больших морозов в центральных районах России стали рваться провода из-за их обледенения (хотя методы плавки гололеда известны). Вопиющим примером служит авария на Саяно-Шушенской ГЭС, которая, по существу, относится к категории техногенных катастроф. Ее причины достоверно не известны, но в их числе некачественные капитальные ремонты агрегатов и снятие ограничений на работу агрегатов в зоне кавитационных режимов.

Поэтому все суждения о надежности справедливы только при соблюдении нормативов, правил и квалификации персонала.



4.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ АГРЕГАТОВ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Энергетические характеристики оборудования используются для оценки экономических показателей режимов агрегатов и электростанций. Вид характеристики (ее координаты) может различаться содержанием и методикой решения задачи. Основными являются зависимости подведенной $P_{\text{подв}}$ и полезной $P_{\text{пол}}$ мощности, т. е. $P_{\text{пол}}(P_{\text{подв}})$. В таком виде могут представляться характеристики котлов, турбин, генераторов, трансформаторов, двигателей, станций. Характеристика $P_{\text{пол}}(P_{\text{подв}})$ может быть преобразована к другому виду. Для преобразования используются относительные и дифференциальные показатели. Применяются два вида относительных показателей:

- удельный расход первичного ресурса (подведенной мощности) на полезную мощность $p_{\text{уд}} = P_{\text{подв}} / P_{\text{пол}}$;
- удельный расход полезной мощности на подведенную мощность. Это КПД $\eta = P_{\text{пол}} / P_{\text{подв}}$.

Из дифференциальных широко применяется показатель приращения подведенной мощности к приращению полезной $p_{\text{диф}} = \Delta P_{\text{подв}} / \Delta P_{\text{пол}}$.

Из рис. 4.11, а видно, что наилучший режим соответствует минимальному удельному расходу и максимальному КПД. На рис. 4.11, б показаны потери преобразования подведенной энергии в полезную, а на рис. 4.1, в – графическое дифференцирование исходной характеристики в абсолютных показателях и смысл дифференциального показателя. Действительные характеристики агрегатов могут иметь некоторые отличия, о которых будем говорить дальше.

Рассмотрим в общем виде характеристики электростанций в абсолютных, относительных и дифференциальных показателях.

Основные абсолютные показатели: полезная мощность P , подведенная мощность $P_{\text{подв}}$. Подведенная мощность прямо пропорциональна расходу энергоресурса: топлива B , воды Q , пара D , теплоты $Q_{\text{ТЭС}}$. Для ГЭС при постоянном напоре H подведенная мощность

$$P_{\text{подв ГЭС}} = 9,81HQ. \quad (4.7)$$

Для ТЭС подведенная мощность (МВт) пропорциональна расходу условного топлива:

$$P_{\text{подв ТЭС}} = 8,14B \equiv B. \quad (4.8)$$

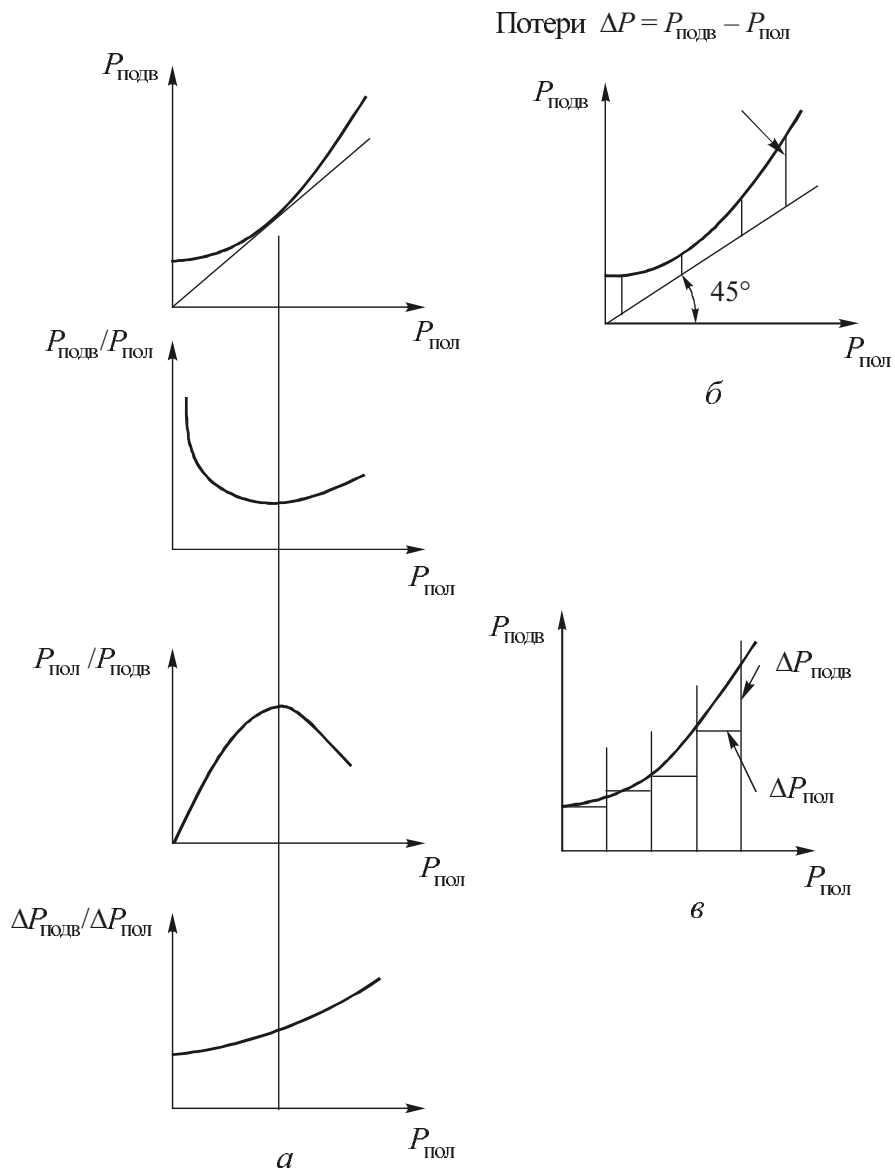


Рис. 4.11. Вид и взаимосвязи различных энергетических характеристик

Основные относительные показатели – коэффициент полезного действия η и удельный расход энергоресурса b :

$$\eta = \frac{P}{P_{\text{подв}}}; \quad (4.9)$$



$$b = \frac{P_{\text{подв}}}{P}. \quad (4.10)$$

Основным дифференциальным показателем служит относительный прирост, показывающий изменение подведенной мощности при изменении полезной, т. е.

$$\varepsilon = \frac{\Delta P_{\text{подв}}}{\Delta P}. \quad (4.11)$$

Расходные характеристики агрегатов: $P_{\text{подв}}(P)$, $B(P)$, $Q(P)$ и др. Расходные характеристики обычно имеют вид слабо выпуклых вниз кривых (рис. 4.12, кривая 1). Однако на характеристиках могут быть и скачки. На характеристиках паровых турбин скачки появляются из-за дросселирующего действия регулирующих клапанов, на характеристиках гидроагрегатов причиной скачков могут быть кавитационные явления (рис. 4.12, кривая 2).

Рабочие характеристики: $\eta(P)$, $\eta(P_{\text{подв}})$, $\eta(B)$. Характеристики КПД в большинстве случаев имеют вид одноэкстремальной кривой. Очень редко на характеристиках гидротурбин могут наблюдаться два экстремума (рис. 4.13, пунктирная линия).

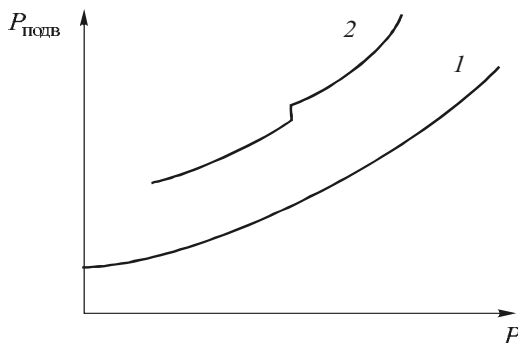


Рис. 4.12. Расходные характеристики агрегатов:

1 – выпуклая; 2 – с нарушением монотонности

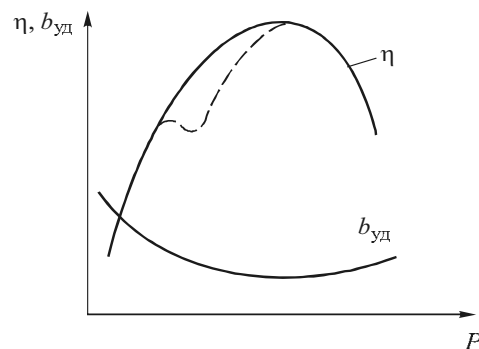


Рис. 4.13. Характеристики агрегатов в относительных показателях

Удельные характеристики: $q(P)$, $b(P)$ (рис. 4.13), причем $q = \frac{Q}{P}$, $b = \frac{B}{P}$.

Отметим, что точка минимума удельного расхода энергоресурса соответствует точке максимума КПД.



Дифференциальные характеристики (например, $\varepsilon_Q(P)$, $\varepsilon_B(P)$, где $\varepsilon_B = \frac{\Delta B}{\Delta P}$, $\varepsilon_Q = \frac{\Delta Q}{\Delta P}$) называют еще характеристиками относительных приростов.

Если удельные или дифференциальные показатели находятся по (4.11) – (4.12), то они становятся безразмерными величинами, позволяющими сравнивать показатели различных объектов (тепловых, механических, электрических).

Энергетические характеристики для экономических расчетов. Энергетические характеристики всех указанных видов широко применяются в решении технических и экономических задач. В литературе прошлых лет в качестве показателя характеристик широко использовался расход топлива в тоннах условного топлива (т у. т.). Такое представление позволяет сопоставлять режимы по эффективности топлива. В этом случае не учитывается цена топлива. В настоящее время при коммерческих отношениях на рынке и при оптимизации режима станций внутри самой системы необходимо использовать затраты на топливо. Для этого выполняется пересчет ординат энергетических характеристик. Форма характеристик при этом сохраняется. Показатели характеристик будут иметь вид:

- расход натурального топлива пересчитывается в издержки на топливо $I_B = CB$, руб. (C, руб/тонну натурального топлива);
- удельные расходы топлива пересчитываются в удельные издержки на топливо $(B/P) \cdot C$, руб/МВт;
- относительные приросты $(\Delta B/\Delta P) \cdot C$, руб/МВт.

4.5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Рассмотрим особенности энергетических характеристик тепловых электростанций. Все ТЭС подразделяются на два основных типа: вырабатывающие только электроэнергию (КЭС или ГРЭС, ГТУ) и вырабатывающие также дополнительно и тепловую энергию (ТЭЦ). Основным видом являются ТЭС, у которых рабочее тело – водяной пар с определенной температурой и давлением.

Технологический процесс ТЭС имеет следующее содержание. В топках котла сгорает органическое топливо и появляется энергия горения, которая

преобразуется в тепловую энергию пара с большой температурой и давлением. Энергия пара поступает в турбину и преобразуется в механическую энергию вращения турбины. Затем в генераторе механическая энергия преобразуется в электрическую. На всех этапах преобразования энергии часть ее неизбежно теряется (рис. 4.14). Каждый этап имеет свои энергетические характеристики.

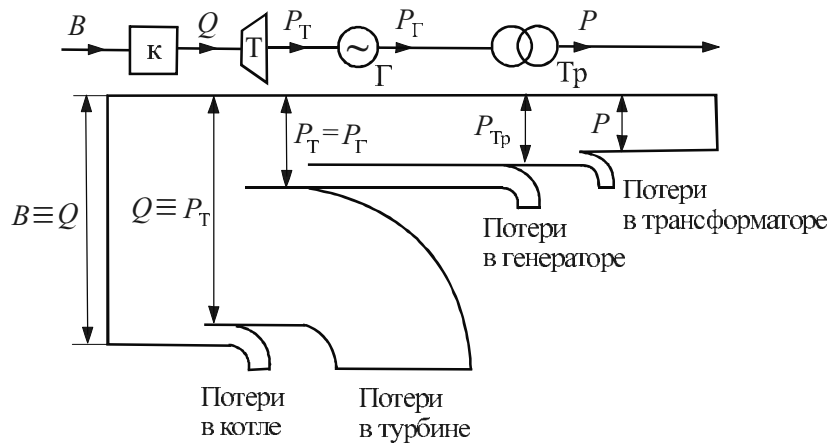


Рис. 4.14. Ленточная диаграмма режимных потерь блока ТЭС

На основе баланса мощностей в турбоагрегате в целом можно записать следующие выражения для его основных показателей:

- электрическая мощность

$$P_{\Gamma} = P_{\text{подв}} - \Delta P_{\text{к}} - \Delta P_{\text{Т}} - \Delta P_{\Gamma}; \quad (4.12)$$

- КПД

$$\eta_{\text{а}} = \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{подв}}} = \frac{P_{\Gamma}}{P_{\Gamma \text{ подв}}} \frac{P_{\text{Т}}}{P_{\text{Т подв}}} \frac{P_{\text{к}}}{P_{\text{к подв}}} = \eta_{\Gamma} \eta_{\text{Т}} \eta_{\text{к}}; \quad (4.13)$$

- удельный расход топлива

$$b_{\text{а}} = \frac{B}{P_{\Gamma}} = \frac{B}{P_{\text{Т подв}}} \frac{P_{\text{Т подв}}}{P_{\Gamma \text{ подв}}} \frac{P_{\Gamma \text{ подв}}}{P} = b_{\text{к}}^{\text{уд}} b_{\text{Т}}^{\text{уд}} b_{\Gamma}^{\text{уд}}; \quad (4.14)$$

- относительный прирост

$$\varepsilon_a = \frac{dB_{\Gamma}}{dP_{\Gamma}} = \frac{dB_T}{dP_{T \text{ подв}}} \frac{dP_{T \text{ подв}}}{dP_{\Gamma \text{ подв}}} \frac{dP_{\Gamma \text{ подв}}}{dP} = b_k b_T b_{\Gamma}, \quad (4.15)$$

где индексы к – котел, Т – турбина, Г – генератор, причем

$$P_{\Gamma \text{ подв}} = \frac{1}{0,86} Q_{\text{к}}^{\text{под}}; \quad P_{\text{к}} = P_{T \text{ подв}} = \frac{1}{0,86} Q_{\text{к}};$$

$$\Delta N_{\text{к}} = \frac{1}{0,86} \Delta Q_{\text{к}}.$$

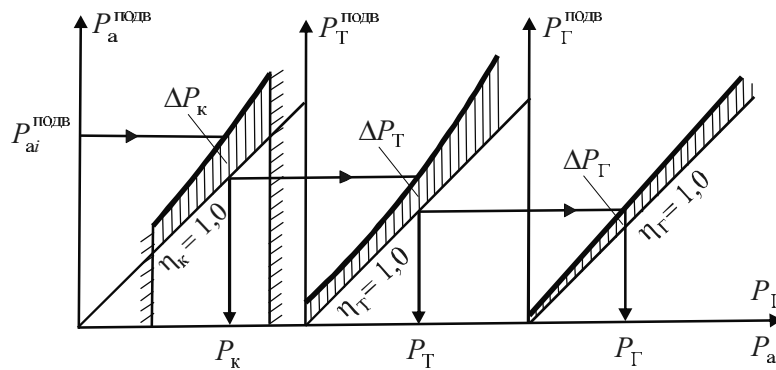


Рис. 4.15. Баланс мощности в турбоагрегате

Схема расчета мощности генератора при заданной подведенной мощности показана на рис. 4.15 [4], мощности обозначены символом P ; индексы а – агрегат, к – котел, Т – турбина, Г – генератор. Показаны потери преобразования энергии в котле, турбине, генераторе.

Основные характеристики ТЭС

Основные агрегаты ТЭС – это котел, турбина, генератор, блок. Энергетическая характеристика котла показывает зависимость часового расхода топлива от паропроизводительности котла $B(D)$, т/ч, или от теплоты $B(Q_{\text{к}})$, ГКал/ч (рис. 4.16, а). Дифференциальная характеристика котла $b_{\text{к}}(Q_{\text{к}})$ показана на рис. 4.16, б, причем

$$b_{\text{к}} = \frac{\Delta B}{\Delta Q_{\text{к}}}.$$

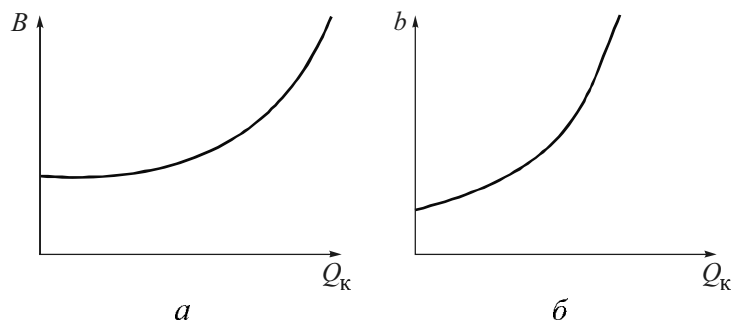


Рис. 4.16. Характеристики котла ТЭС:

a – расходная; *б* – дифференциальная

Энергетическая характеристика турбины показывает зависимость теплоты от мощности турбины. Она имеет вид прямой или ломаной линии (рис. 4.17). Точка перелома соответствует включению клапанов для форсировки мощности турбины. Если турбина имеет регулируемые отборы пара, то диаграмма режимов имеет серию характеристик, соответствующих постоянным отборам пара (теплоты). Дифференциальная характеристика турбины $\varepsilon_T(P_T)$ показана на рис. 4.17, причем $\varepsilon_T = \frac{\Delta Q_T}{\Delta P_T}$. Она представляется пря-

мой (рис. 4.17, 1), если расходная характеристика турбины не имеет излома (рис. 4.18, 1), и имеет два горизонтальных участка, разделенных точкой разрыва (на рис. 4.17, 2), если расходная характеристика не имеет излома (рис. 4.18, 2).

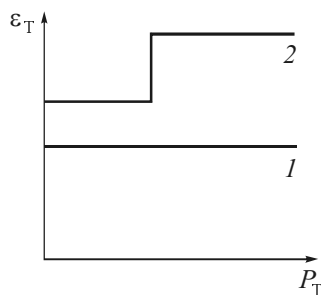


Рис. 4.17. Дифференциальные характеристики турбин ТЭС:

1 – без точки перелома; 2 – с точкой перелома

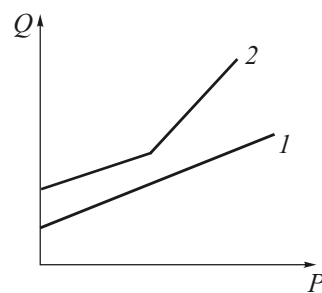


Рис. 4.18. Расходные характеристики турбин ТЭС:

1 – без точки перелома; 2 – с точкой перелома

Энергетическая характеристика генератора (рис. 4.19, *а*) показывает зависимость активной мощности на зажимах генератора от мощности турбины и от реактивной мощности генератора, т. е. $P_T(P_T, \cos \varphi)$. Дифференциальная характеристика генератора (рис. 4.19, *б*) показывает зависимость $\varepsilon_T(P_T)$, где $\varepsilon_T = \frac{\Delta P_T}{\Delta P_T}$.

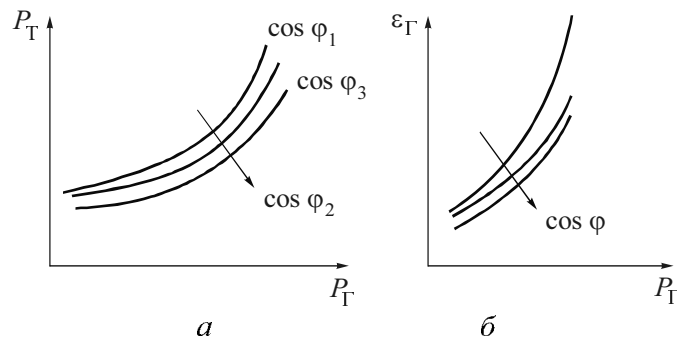


Рис. 4.19. Характеристики генератора:

а – в абсолютных показателях; *б* – дифференциальная

Так как $P_T = P_T \eta$, то

$$\varepsilon_T = \frac{\partial(P_T \eta)}{\partial(P_T)} = \eta_T + \frac{\partial(\eta)}{\partial(P_T)} P_T. \quad (4.16)$$

Это значит, что для вычислений ε_T можно дифференцировать рабочую характеристику генератора.

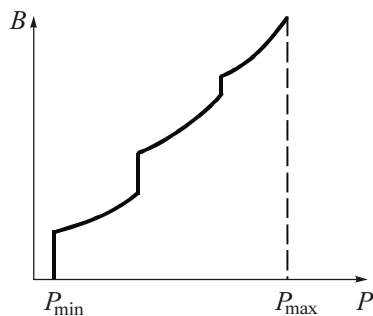


Рис. 4.20. Расходная характеристика блока и тепловой станции

Произведение дифференциальных показателей котла, турбины и генератора есть дифференциальный показатель всего блока (считаем $Q_K \approx Q_T$):

$$\varepsilon_{\text{бл}} = \varepsilon_K \varepsilon_T \varepsilon_G \approx \frac{\Delta B}{\Delta Q_K} \frac{\Delta Q_T}{\Delta P_T} \frac{\Delta P_T}{\Delta P_T}. \quad (4.17)$$

Дифференциальная характеристика блока имеет скачки (рис. 4.20), если характеристика турбины имеет разрывы. Если учитывать в характеристике работу механизмов собственных



нужд, то появляются дополнительные скачки, связанные с включением наиболее крупных механизмов (питательных насосов, дымососов и пр.).

Показатели характеристик зависят от вида топлива. Сравнение энергетических характеристик конденсационного турбоагрегата на газообразном и твердом топливе показано на рис. 4.21.

Максимальное значение КПД ГТУ соответствует номинальной мощности и равно примерно 30 %. Удельные расходы ГТУ значительно превосходят средние значения показателей современных КЭС. Экономичность работы ГТУ существенно ухудшается при снижении ее нагрузки и при увеличении температуры наружного воздуха. Например, для ГТУ-100-750-2 при номинальной мощности $b_a = 430 \frac{\Gamma}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, что в 1,25 раза выше, чем на КЭС, а при снижении мощности до 30 % номинальной величина b_a повышается до $720 \frac{\Gamma}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

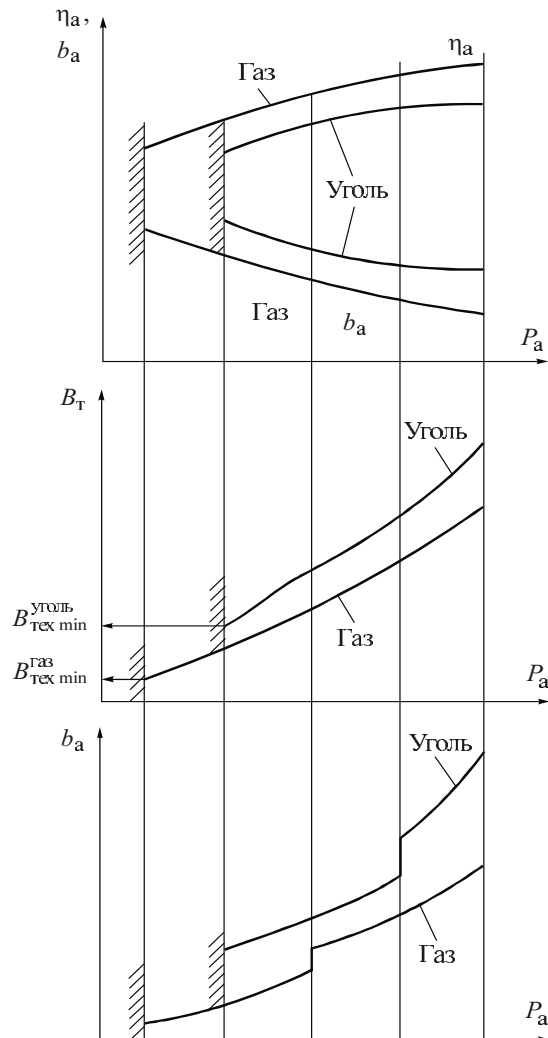


Рис. 4.21. Общий вид основных энергетических характеристик агрегата ТЭС

Характеристики атомных электростанций

Агрегаты АЭС на тепловых нейтронах в небольших пределах могут регулировать нагрузку. Однако при этом резко снижается их надежность, и в настоящее время они в основном предназначены для базовой зоны графика нагрузки.

Расход ядерного топлива, КПД АЭС, удельные расходы обычно не рассчитываются, поэтому характеристики АЭС для управления режимами не используются.

Характеристики ГЭС

Упрощенная схема ГЭС представлена на рис. 4.22, *а*. Характеристики гидроагрегатов обычно представляются изолиниями для постоянных напоров (рис. 4.22). На расходной характеристике (рис. 4.22, *б*) даются изолинии $Q(P)$ для $H = \text{const}$, на дифференциальной – изолинии ε_Q (рис. 4.22, *в*). Натурные характеристики относительных приростов существенно отличаются от паспортных (рис. 4.22, *г*).

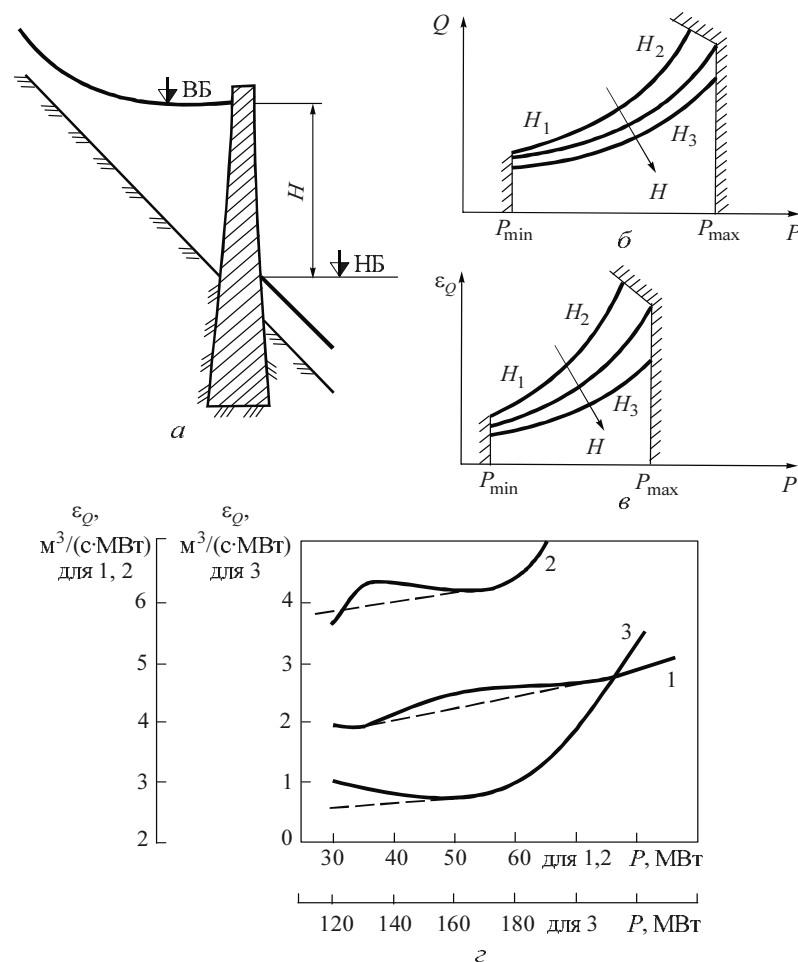


Рис. 4.22. Характеристики гидроагрегата:

а – схема установки; *б* – расходные; *в* – дифференциальные; *г* – натурные



Диаграммы режимов турбоагрегатов ТЭЦ с регулируемыми отборами пара

Диаграмма режимов представляет совокупность характеристик расхода пара или тепла турбоагрегатом при различных отборах пара на производственные и теплофикационные нужды.

Схематичный вид диаграммы режимов. Рассмотрим сначала структуру диаграммы режимов (рис. 4.23). Нижняя кривая соответствует условию, когда отбор пара $D_{отб} = 0$. Это конденсационный режим. При увеличении отбора характеристика турбины $B_T(P_T)$ перемещается параллельно самой себе. Увеличение $D_{отб}$ ведет к снижению электрической мощности агрегата. Для заданного расхода топлива B_i величина мощности P_a снижается с P_i' при $D_{отб} = 0$ до P_i'' при $D_{отб} \neq 0$.

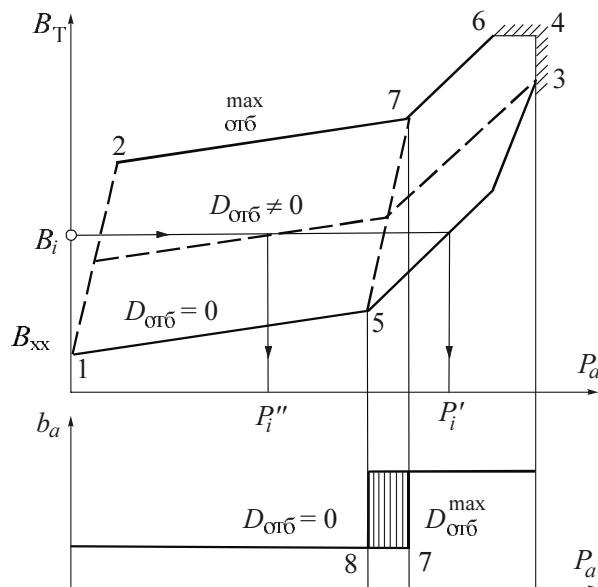


Рис. 4.23. Схематичные энергетические характеристики теплофикационного агрегата с одним регулируемым отбором пара

Предельная электрическая нагрузка ограничивается мощностью генератора, а тепловая – пропускной способностью турбины. При изменении $D_{отб}$ от нуля до $D_{отб}^{\max}$ перемещается координата точки включения перегрузочных клапанов.



Проточная часть турбины с двумя регулируемыми отборами пара разделяется на отсеки: от входа в турбину до отбора производственного пара $D_{\text{п}}$ (т/ч) – часть высокого давления (ЧВД), от производственного отбора до отопительного (теплофикационного) отбора – часть среднего давления (ЧСД), от отбора теплофикационного пара $D_{\text{т}}$ (т/ч) до выхода в конденсатор – часть низкого давления (ЧНД). В точках отбора часть пара изымается из турбины, а оставшаяся часть поступает дальше по проточному тракту. Это отражается на диаграмме режима, и вид ее усложняется.

4.6. СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

От достоверности энергетических характеристик зависят принимаемые решения о режимах агрегатов и электростанций. Вместе с тем получить «хорошие» характеристики непросто. Имеется три возможности. Первая – использовать паспортные характеристики, которые даются заводом-изготовителем оборудования. Вторая – проводить натурный эксперимент в реальных условиях эксплуатации оборудования. Третья – непрерывно получать характеристики в АСУ ТП. Все эти возможности используются.

Паспортные характеристики. Завод-изготовитель дает энергетические характеристики вида $P_{\text{подв}}(P_{\text{пол}})$. Они получаются либо расчетным путем, например для гидротурбин, генераторов, котлов, либо проведением заводских испытаний. Например, испытывается головной образец турбин ТЭС. Конечно, они не могут дать достаточно достоверных характеристик. Для гидротурбин испытывается модель размером 480...1000 мм, а реальные рабочие колеса турбин могут достигать 10 м. Пересчет выполняется с использованием теории подобия. Такие проблемы существуют для всего оборудования. Характеристики всех агрегатов принимают одинаковыми, такими же, как и на головных агрегатах.

По оценкам, погрешности паспортных характеристик составляют 5...10 %. Это большие величины.

Натурные характеристики. Натурные характеристики получают в результате специальных испытаний действующего оборудования одной серии. Это сложный и дорогостоящий способ. Оборудование ставится в стационарный режим, чтобы исключить переходные процессы. Оно исключается из нормальной работы на продолжительное время. Для надежности резуль-



татов опыт с постоянными параметрами проводят несколько раз, а параметры измеряются одновременно (это не всегда возможно) и требуется специальный коллектив испытателей. Наибольшую трудность представляет замер пылевидного топлива. После серии замеров, проводимых так, чтобы отсеять случайные сбои и ненадежные результаты, энергоблок переводится в другой режим и замеры повторяются. По окончании испытаний их результаты обрабатываются. Несмотря на сложность и дороговизну испытаний, они не дают гарантии в точности, так как искусственные условия эксперимента (искусственная стабильность его режима при испытании) могут существенно отличаться от реальных условий эксплуатации, где возможны частые колебания нагрузки.

Для гидроагрегатов необходимо измерять расходы воды до $500 \text{ м}^3/\text{с}$, проходящей через сечение до 400 м^2 . Это очень трудно. Поток воды имеет пульсацию, скорости неравномерно распределены по сечению, отсутствуют простые способы измерения таких больших расходов воды.

Все сказанное ограничивает массовое проведение натурных испытаний. Они проводятся эпизодически: для ТЭС иногда после капитальных ремонтов, а для ГЭС только в виде специальных экспериментов. Надо также учесть, что характеристики постоянно меняются из-за изменения состояния оборудования (его износа, качества топлива, поддержания параметров регулирования). Погрешности натурных характеристик не превышают 5 %, а чаще они составляют 2 %, но получать их систематически проблематично.

Характеристики, получаемые в АСУ ТП. В АСУ ТП можно получить характеристики, действительные для текущего состояния объекта, причем достаточно достоверные. Сейчас имеются методы получения характеристик ТЭС. Для ГЭС нет надежных способов замера расхода воды, поэтому такая задача в АСУ ТП ГЭС не решается.

На ТЭС характеристики агрегатов и электростанций зависят от большого числа технологических параметров. Например, для газомазутного блока ТЭС в АСУ ТП контролируется примерно 150 параметров, причем все они влияют на расход топлива и мощность блока. Замеренные параметры используются для регулирования определенных теплотехнических, электрических и механических процессов, но могут также использоваться для построения фактической энергетической характеристики.

Обычно для энергетических характеристик учитываются не все измеряемые параметры, а только 5...10 главных для определения текущего расхода топлива. В числе главных факторов – содержание воздуха в уходящих газах и



их температура, температура питательной воды, потери тепла с механическим недожогом топлива и др. Измеренные величины влияющих факторов и являются аргументами неизвестной функции расхода топлива.

В АСУ ТП могут решаться задачи получения новых характеристик и уточнения существующих. При получении новых характеристик проводится полный регрессионный анализ данных. При уточнении характеристик решается более узкая задача, в которой вид аппроксимирующей функции уже известен и в темпе процесса пересчитываются только ее постоянные. К информации для уточнения характеристик предъявляются определенные требования по скорости ее получения и по точности.

Вид аппроксимирующей функции периодически исследуется, причем форма кривой должна быть согласована с используемыми оптимизационными методами. Часто считается, что кривая должна быть выпуклая для использования методов выпуклого программирования или что она должна иметь «правдоподобный» вид, известный заранее.

Обработка результатов испытаний. Будем рассматривать пример построения характеристики блока ТЭС. Характеристика агрегата вычисляется непосредственно в реальных условиях эксплуатации станции, причем к режиму агрегата во время испытаний не предъявляется особых требований.

Рассмотрим пример энергоблока, работающего на газе или мазуте. Здесь проще определить расход топлива. Будем считать, что каждый энергоблок оборудован необходимым числом датчиков, измеряющих параметры режима энергоустановки. Число таких датчиков может составлять 100...200 и более на один блок. Информация вводится в память ЭВМ с периодичностью замеров 15 с, но для устранения динамических процессов данные усредняются на интервале 15 мин и больше. Проверяется достоверность измерений.

Вычисление расхода топлива. По показаниям датчиков вычисляются пары точек $\{B_i, P_i\}$ – расход топлива и электрическая мощность агрегата. Особое значение имеет организация хранения полученных точек в памяти ЭВМ. Бессмысленно пытаться сохранить все вычисленные точки, поэтому хранятся их усредненные значения. Чтобы при усреднении не получить большую погрешность, его производят внутри заданной зоны изменения параметра (рис. 4.25). Для этого весь рабочий диапазон мощностей разбит на ряд интервалов-клеток. Внутри каждого интервала хранится только одно значение точки расходной характеристики. Каждый раз при новом измерении проверяется его допустимость. Если новый расход, вычисленный по данным измерений, лежит в пре-

делах $B_{i \max}$, $B_{i \min}$, то эту точку можно добавить к имеющимся результатам (точка 1). Новый расход топлива (точка 4)

$$\bar{B}_{i(k+1)} = \frac{a_1 k B_{ik} + a_2 B_{i(k+1)}}{k+1},$$

где a_1 и a_2 – коэффициенты (весовые множители), причем $a_2 > a_1$, что увеличивает значимость более позднего наблюдения; k – номер измерения; $\bar{B}_i$ – расход топлива на данном шаге (чертой сверху отмечена усредненная величина).

Перед усреднением фактический расход топлива (точка 2) приводится линейной интерполяцией к мощности середины интервала (точка 3), т. е.

$$B_{i(k+1)} = B_{\Phi i(k+1)} \frac{P_i}{P_{\Phi i(k+1)}}.$$

Это и позволяет хранить внутри клетки только одну точку (рис. 4.24, б).

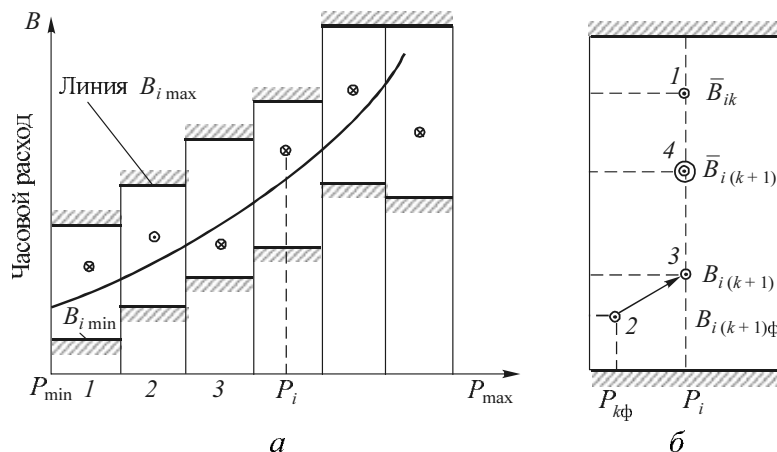


Рис. 4.24. Хранение усредненных точек при аппроксимации характеристики агрегата в АСУ ТП

Аппроксимация характеристики. После достаточно продолжительного эксперимента будет накоплен ряд точек $\{\bar{B}_i, \bar{P}_i\}$ и нужно через них провести плавную кривую. Например, если зависимость расхода топлива от мощности задана полиномом второй степени $B_i = a_i + B_i P_i + c P_i^2$, то для него периодически подбираются новые коэффициенты a , b , c .



4.7. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАНЦИЙ

Статистические характеристики строятся по данным учета. Они отражают качество исходной информации. Если исходные энергетические характеристики имели большие погрешности, то еще бóльшие погрешности будут иметь статистические. Их достоинство заключается в том, что они отражают влияние разнообразных режимов на показатели работы агрегатов и станций. Если режим меняется незначительно, то статистические характеристики совпадают с исходными. При значительных изменениях мощностей они будут различаться. Статистические характеристики широко используются в решении различных задач.

Остановимся на некоторых особенностях построения статистических характеристик. Они строятся по данным ежесуточного учета расходов ресурса, мощностей, удельных расходов топлива, потерь в сетях и других величин. Методика построения заключается в подборе аппроксимирующей функции. Вид и параметры модели определяются на основе статистического анализа. Его методика показана на примере построения энергетической характеристики тепловой станции $B_{\Sigma}(\mathcal{E}_{\text{выр}}, Q)$, которая дает зависимость расхода топлива, отнесенного на электроэнергию B_{Σ} , выработанной электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ и тепловой энергии, отпущенной потребителям Q . Расходная энергетическая характеристика необходима для планирования и анализа режимов работы ТЭЦ. Такой же порядок применяется и для построения статистических характеристик других объектов.

Анализ данных. Формируется представительный ряд из данных ежесуточного отчета. Исключаются нетиповые данные, например с «выбросами», которые наблюдаются в особые дни (31 декабря, 1 января и др.). Данные группируются по характерным признакам их изменчивости. Для ТЭЦ, например, по сезонам года для отопительного и неотопительного периодов. Может также применяться группировка по величине отпущенной тепловой энергии, поскольку она говорит о загрузке мощностей и их КПД.

Подбор модели для характеристики $B_{\Sigma}(\mathcal{E}_{\text{выр}}, Q)$. Исследуются различные модели (однофакторная, многофакторная, линейная, квадратичная, экспоненциальная). При исследовании подтверждается значимость признаков группировки. Для ТЭЦ чаще всего сохраняется деление данных для отопительного и неотопительного сезона. Группировка по величине отпуска тепловой энергии повышает точность модели только при изменении загрузки ТЭЦ по отпуску тепла.



Пример статистических характеристик действующих ТЭЦ и эквивалентной характеристики всех станций системы. Приведем некоторые фактические результаты, полученные для нескольких ТЭЦ. Во всех случаях хорошие результаты дает линейная модель вида

$$B_{\Sigma} = a + b\Xi - cQ + e,$$

где e – остатки (отклонения), которые составляют 1...2 % расходов топлива при различных мощностях.

Рассматривались отдельно пять ТЭЦ и все они в совокупности. Статистические характеристики подбирались для множественной линейной регрессии. Для всех объектов получен коэффициент R^2 в пределах 0,96...0,99, а среднеквадратичное отклонение остатков на уровне 2 % от значений независимой переменной. Это говорит о высоком качестве идентификации и убедительно иллюстрирует возможность получить качественные статистические характеристики ТЭЦ и системы и использовать их в решении различных задач. Особенно они нужны для разработки перспективных цен на товар станций.

4.8. ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАНЦИЙ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

В простейших случаях можно получить эквивалентные энергетические характеристики с учетом потерь мощности на станции и в сети. В характеристики относительных приростов можно внести поправки на потери в сети $\sigma = \frac{\Delta P}{\Delta P}$, имея зависимость относительных приростов потерь в сетях $\sigma(P)$. Для этого относительные приросты при всех значениях мощностей умножаются на

$$k = \frac{1}{1 - \sigma}.$$

Здесь ΔP – прирост потерь в сети, при изменении мощности на величину ΔP .

Характеристики относительных приростов при учете k смещаются (рис. 4.25). Величину σ можно определить для концентрированных энер-

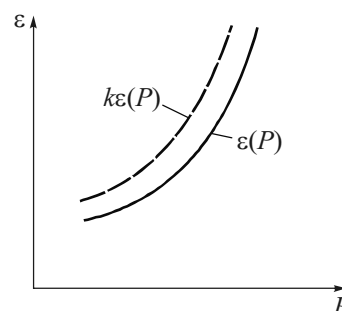


Рис. 4.25. Характеристика станции с учетом потерь активной мощности в сети



госистем, по зонам электроснабжения, для предприятий электрических сетей, для однородных сетей и в некоторых других случаях.

Смещение характеристики происходит и при учете потребления электроэнергии на собственные нужды (СН) станции. Оно составляет 5...10 % электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС, и десятые – сотые доли процента для ГЭС. При изменении режима станции меняется лишь небольшая часть общего потребления на СН, еще меньше оно зависит от режима агрегата. При необходимости можно учитывать режим крупных электродвигателей СН, причем на характеристике при этом появятся скачки.

Если величины поправок малы, то характеристики агрегатов и станции строятся без учета потребления электроэнергии на СН. Для ГЭС обычно потребление на СН в характеристиках не учитывается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 4

Режимные возможности электростанций зависят от их эксплуатационных свойств, определяемых конструкцией агрегатов. При управлении режимами агрегаты используются в соответствии со своими возможностями, что учитывается ограничениями. Наиболее универсальны гидроагрегаты. Режимные возможности агрегатов ТЭС могут существенно различаться. Могут быть агрегаты с хорошими регулируемыми свойствами и маневренностью или, наоборот, с большими ограничениями по этим свойствам. Все режимные вопросы решаются на основе детального учета свойств агрегатов.

Характеристики агрегатов служат важнейшей исходной информацией при управлении режимами. При решении режимных задач используются характеристики различного вида, но все они взаимозаменяемы. В настоящее время еще не решен полностью вопрос получения качественных характеристик, отражающих действительное состояние агрегата и реальные условия его работы. Наиболее достоверные характеристики получают в АСУ ТП. Однако далеко не все станции имеют АСУ ТП и решают эту задачу.

В этих условиях приходится использовать паспортные или отдельные экспериментальные характеристики. Их погрешности составляют 5...10 %. Это влияет на принимаемые решения по управлению режимами. Поскольку многие режимные параметры приобрели свойства товара на электроэнергетическом рынке, погрешности характеристик сказываются на определении цены товара.



ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. В чем различие установленной и рабочей мощностей станции? Как они связаны?
2. Какие факторы приводят к появлению связанной мощности?
3. Какие факторы определяют ограничения мощности?
4. Назовите основные эксплуатационные свойства станций. В каких задачах они учитываются?
5. Почему станции проектируются с различными эксплуатационными свойствами? Не лучше ли всем станциям придать универсальность?
6. От чего зависят маневренные свойства ТЭС?
7. Что такое пусковые расходы и от чего они зависят?
8. Как можно получить стоимостные оценки мощности и выработки электроэнергии для различных станций?
9. В чем недостатки и преимущества ГЭС по сравнению с ТЭС?
10. Сопоставьте эксплуатационные свойства различных станций: АЭС, ТЭЦ, КЭС, ГЭС, ГТУ.
11. Что такое энергетические характеристики станций? Для чего они нужны?
12. Какие показатели используются при построении энергетических характеристик? Как меняются форма и вид энергетических характеристик в различных показателях?
13. Как связаны между собой энергетические характеристики в абсолютных, относительных и дифференциальных показателях?
14. Какой вид имеют энергетические характеристики котлов, турбин и генераторов ТЭС? Как они связаны на ТЭС?
15. Какой вид имеют характеристики ТЭС, построенные в различных координатах?
16. Какой вид имеет диаграмма режимов на ТЭЦ? Почему применяется характеристика в таком виде?
17. Какие удельные расходы топлива имеют ГТУ и как они выглядят по сравнению с показателями ТЭС?
18. Какой вид имеют энергетические характеристики ГЭС?
19. Какие имеются способы получения энергетических характеристик?
20. Каковы погрешности энергетических характеристик? Имеют ли они значение для решения режимных и коммерческих задач?



21. На основе какой информации и как строятся статистические характеристики станций?

22. В каких задачах и для чего используются энергетические характеристики?

? Как часто следует проводить натурные испытания агрегатов и в чем трудности их проведения? Какие натурные испытания более трудные: на ТЭС или ГЭС?



Глава 5

БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Краткое содержание главы

Балансы мощности и электроэнергии системы
Участие станций в энергетических балансах системы
Особенности составления балансов мощности
Особенности составления баланса электроэнергии
Баланс реактивной мощности
Резервы мощности

5.1. БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ

Энергетические балансы разнообразны – это зависит от целей и задач их использования. Перспективные балансы используются в задачах развития энергетики – выбираются типы и параметры новых станций, их размещение. Имеются также балансы для эксплуатируемых систем. В них основное внимание уделяется использованию электрических систем, станций и сетей [1, 7].

В режимных балансах может быть различная детализация их проработки: предварительная, плановая, оптимальная. В данной главе рассматриваются основы разработки режимных балансов. Все суждения общие и не связаны с масштабом системы и особенностями их использования.

Генерирующие установки электроэнергетических систем должны покрывать спрос потребителей на мощность и электроэнергию. На основе энергетических балансов планируется вся деятельность. 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

Баланс мощности – это равенство генерируемой и потребляемой мощности на интервале времени t . Совпадение потребления и генерации – одна из основных особенностей энергетического производства.

Баланс мощностей для периода t имеет вид

$$\sum_i P_{Гit} = \sum_j P_{jt} + \sum_i \Delta P_{it}, \quad (5.1)$$

где $\sum_i P_{Гit}$ – суммарная мощность генераторов; $\sum_j P_{jt}$ – нагрузка потребителей; $\sum_i \Delta P_{it}$ – суммарная мощность потерь в сетях и потребления на собственные нужды электростанций.

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 станций. Они необходимы для расчета режимов электрических сетей, для проведения ремонтов оборудования на станциях, для расчета затрат на эксплуатацию станций и системы.

Для того чтобы составить баланс мощностей, надо определить его составляющие (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Составляющие баланса мощности

№ п/п	Наименование составляющих баланса мощностей
<i>Потребность</i>	
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)
<i>Покрытие мощности</i>	
6	Рабочая мощность электростанций
7	Получение мощности из других систем
8	Резервная мощность электростанций
9	Итого покрытие нагрузки (6 + 7 + 8)



При определении генерирующей мощности используется располагаемая мощность всех станций, например, для i -ТЭС и j -ГЭС располагаемая мощность системы

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

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

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

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

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

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{нагр}} = \mathcal{E}_{\Gamma} - \Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}} \cdot \quad (5.5)$$

- Баланс электроэнергии, отпущенной с шин станций,

$$\mathcal{E}_{\text{с}} = \mathcal{E}_{\text{отп}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} \cdot \quad (5.6)$$

- Баланс электроэнергии, отпущенной потребителям,

$$\mathcal{E}_{\text{ст}} = \mathcal{E}_{\text{потр}} \cdot \quad (5.7)$$



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

Балансы электроэнергии необходимы для определения требуемых энерго-ресурсов, для расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях ($\Delta\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}}$), 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 основе 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, по резервам мощности. Может быть баланс по топливу, по водно-энергетическим ресурсам ГЭС, по расходу воды на ГЭС и др. От балансов зависят решения по техническим и экономическим вопросам.

Общий вид баланса	
Расходная часть	Приходная часть

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, электроэнергии, мощности и электроэнергии. Такая система либо ограничивает потребителей, либо покупает электроэнергию на рынке.

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

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 другого ранка. В избыточной системе энергия может быть продана только при ее востребованности на рынке и главное значение имеют также цены. Балансы должны быть оптимальными, чтобы можно было минимизировать затраты, определяемые на производство и транспорт электроэнергии. Задачи и методы оптимизации балансов являются важнейшей частью управления издержками системы и станций.

Сальдо-переток электроэнергии и мощности

Понятие сальдо-перетока 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 интервалах, равных 10...30 мин, тогда рассчитывается 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 устанавливается по сальдированному показателю (рис. 5.1).

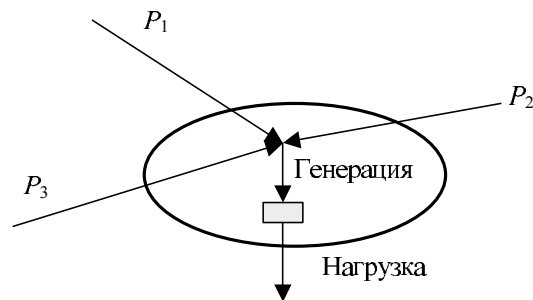


Рис. 5.1. Схема сальдо-перетока:

P_1, P_2, P_3 – покупная мощность с оптового рынка по разным ЛЭП, связывающих ЭЭС с сетями оптового рынка

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, которые определены тарифами на мощность, 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 ЭЭС и конкретных продавцов или покупателей энергии, тогда результат в виде сальдо определяется отдельно для каждого партнера.

Сальдо-переток 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 входят в 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.

5.2. УЧАСТИЕ СТАНЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСАХ СИСТЕМЫ

Функции станций в балансах

Участие станций в балансе обусловлено их возможностями, в соответствии с которыми определяются их режим и функции.

Функции станций в системе различны, и они зависят от технических возможностей станций. При создании станции уже 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.

Основные функции станций

1. Выдача рабочей мощности и энергии в режиме, которых требуют потребители. В суточном графике нагрузки есть 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 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 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 (табл. 5.2).

- 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 выполняться в небольших пределах, скажем, 10 %.
- ТЭЦ, 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.



Таблица 5.2

Распределение функций между станциями системы

Тип станции	Рабочая мощность			Нагрузочный резерв	Аварийный резерв		Ремонтный резерв	Реактивная мощность	
	пик	полу-пик	база		горячий	холодный		рабочая	резервная
ГЭС	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
ГТС	***			***	***	***		**	
КЭС ₁	**	*****	***	**	****	*****	*****	***	*****
КЭС ₂		*****	*****		***	*****	*****	***	***
КЭС ₃		**	*****		*	*****	*****	***	***
ТЭЦ		*	*****			**	****	***	***
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.

Факторы, определяющие участие станций в энергетических балансах

Участие станций в балансах ЭЭС определяется следующими факторами: функциями в системе; располагаемой мощностью; нагрузочным диапазоном; ограничениями по энергоресурсам; регулируемыми способностями; маневренностью; экономичностью; надежностью; средствами и системами управления.

Располагаемая мощность и ее нагрузочный диапазон влияют на рабочие мощности станции, которые не могут быть больше располагаемых (рис. 5.1). Мощности должны меняться в допустимых пределах. Ограничения по ресурсам определяют возможную выработку электроэнергии (рис. 5.2). Регулирующие способности влияют на функции станций в системе.

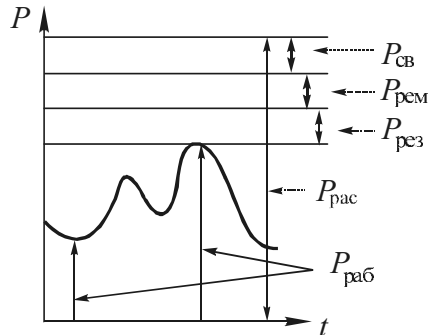


Рис. 5.2. Вид мощностей станции на графике нагрузки:

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

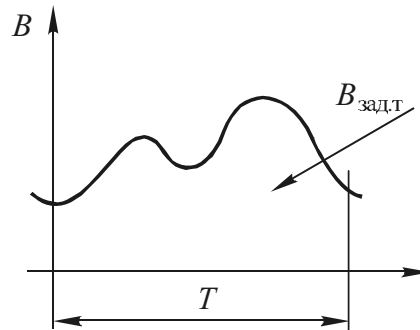


Рис. 5.3. Иллюстрация интегральных ограничений по топливу:

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

Средства и системы управления определяют оперативно-диспетчерские и автоматические возможности поддержания режимных параметров и выполнения различных функций.

Ограничения по ресурсам – «интегральные ограничения»

В том случае, если имеются ограничения по ресурсам, они задаются в виде интегральных ограничений (рис. 5.3). Для ТЭС интегральные ограничения по топливу могут задаваться в исключительных случаях при недостатке топлива. Интегральные ограничения для определенного периода времени T

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

где t – номер расчетного интервала времени длительностью Δt для периода 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

$$W_{\text{зад ГЭС}} = \sum_t Q t \Delta \tau_t. \quad (5.11)$$

Графическое представление интегральных ограничений показано на рис. 5.3.



5.3. ОСОБЕННОСТИ СОСТАВЛЕНИЯ БАЛАНСОВ 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. Их необходимо согласовывать. При составлении энергетических балансов необходимо решить ряд вопросов:

- 1) определить место станции в графике нагрузки;
- 2) определить режимные возможности по мощности;
- 3) определить возможности станции по энергии;
- 4) составить баланс мощностей с учетом всех требований к электроснабжению и всех ограничений;
- 5) составить баланс энергии с учетом всех требований и ограничений.

Все перечисленные вопросы имеют особенно большое значение для смешанных энергосистем. 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 их возможности по выработке электроэнергии независимо от всего периода регулирования. Все суточные балансы за период регулирования (сезон, год, несколько лет) связаны. Это очень усложняет планирование и регулирование балансов мощности и энергии ГЭС и смешанной энергосистемы.

Порядок составления энергетических балансов. В зависимости от структуры мощностей энергосистемы, от ее размеров и особенностей используются различные принципы составления баланса мощностей ЭЭС. Приведем некоторые общие положения.



1. Определяется располагаемая мощность станций системы. Для каждой станции и системы в целом рассчитываются располагаемые мощности, сумма которых дает располагаемую мощность системы:

$$P_{\text{расп. ЭЭС}} = \sum N_{\text{расп. ст.}} \quad (5.12)$$

По величине располагаемой мощности проверяется возможность покрытия максимума нагрузки. Как уже указывалось, система может быть самобалансирующейся, избыточной и дефицитной, что зависит от соотношения максимальной нагрузки и располагаемой мощности.

2. Определяются функции электростанций в системе. В первую очередь – роль станций в обеспечении рабочих мощностей. В базовой части размещаются вынужденные мощности (по тепловому потреблению на ТЭЦ, по требованиям водохозяйственного комплекса на ГЭС, по надежности, техническим ограничениям).

Величины рабочих мощностей рассчитываются с учетом заданных ограничений.

Устанавливается порядок размещения резервов мощности системы (нагрузочного и аварийного).

3. Составляется баланс мощностей для максимальной нагрузки. Этот баланс предварительный, и на последующих этапах расчетов он уточняется. Полученные данные показывают максимальные мощности станций – рабочие и резервные. Станции должны быть готовы к работе с планируемыми максимальными мощностями.

4. Составляется баланс мощностей для всего суточного графика нагрузки. Учитываются все ограничения: требования экономичности, себестоимость электроэнергии на ТЭС и др. Например, их размещают в базовой части графика нагрузки. Гидростанции размещаются по принципу максимального вытеснения тепловых станций из пиковой части графика нагрузки. Место ГЭС определяется так, чтобы полностью использовать разрешенный сток воды и получить возможно большую мощность. Этот баланс допустимый, но не оптимальный. При его составлении не учитывались характеристики станций. На следующем этапе он оптимизируется.

5. Оптимизация проводится по критерию минимума затрат по ЭЭС и на основе специальных программ расчетов режима.

6. На основе баланса мощностей составляются плановые графики мощностей электростанций – основа для управления станциями.



7. Составляется баланс выработки электроэнергии, соответствующий балансу мощности. Определяются планы станций по выработке электроэнергии.

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.

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

В базе графика нагрузки размещается также 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.

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.

Оставшуюся мощность ГЭС целесообразно использовать как регулируемую. ГЭС размещается в графике нагрузки так, чтобы использовать всю энергию, которая обусловлена 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_{ср}. 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 при недостатке воды может понижаться уровень воды нижнего бьефа ниже допустимого. Поэтому может рассматриваться вопрос разгрузки в ночное время блочной КЭС, конечно, если это допустимо по надежности.

Затем размещаются резервы системы. По возможности нагрузочный резерв размещается на ГЭС, а аварийный резерв – на различных станциях, имеющих свободные мощности. (рис. 5.4).

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

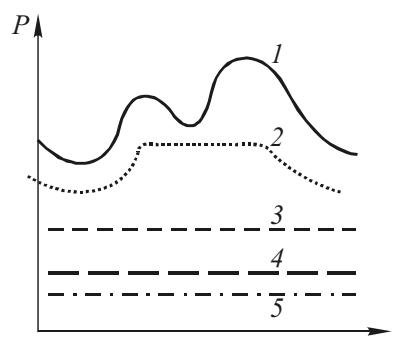


Рис. 5.4. Схема участия различных станций в балансе мощности:

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 также известна.

Электроэнергию системы и каждой станции можно рассчитать 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. Может оцениваться влияние различных потребителей на затраты системы для рассматриваемого баланса электроэнергии.



Это необходимо для дифференциации тарифов по отраслям производства или группам потребителей.

Баланс электроэнергии служит основой для составления балансов топлива и гидроэнергетических ресурсов. Поэтому период времени доходит до года, а в перспективных задачах – и до нескольких лет. Прогнозировать графики нагрузки для каждых суток года практически невозможно, и 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 графиков нагрузки.

Баланс электроэнергии имеет вид

$$\sum \mathcal{E}_{\text{ген}} = \sum \mathcal{E}_{\text{нагр}} + \sum \Delta \mathcal{E}, \quad (5.13)$$

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

Принципиальное значение при составлении баланса энергии имеет распределение выработки электроэнергии между ТЭС и ГЭС в смешанной энергосистеме. Для ГЭС, имеющих регулируемое 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. Может 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. Это вызывает необходимость составлять балансы электроэнергии смешанной энергосистемы для всего цикла регулирования: для периода сработки водохранилища, для периода его заполнения и для года в целом.

Главные задачи по составлению балансов электроэнергии (рис. 5.5):

- 1) определение необходимых энергоресурсов ТЭС для нормальной работы системы;
- 2) определение режима использования водных ресурсов ГЭС по условию наибольшей выгоды для системы;
- 3) определение сальдо-перетоков электроэнергии (покупной или проданной) с оптового рынка;



- 4) определение отношений купли-продажи на региональном рынке между ЭЭС и покупателями-потребителями электроэнергии;
- 5) определение потерь электрической энергии в сетях;
- 6) планирование всей производственно-хозяйственной деятельности.

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. Для того чтобы отрицательные последствия низкой приточности воды на реке влияли на бесперебойность энергоснабжения несущественно, энергосистема применяет различные меры.

ТЭС работают с предельно допустимой для них нагрузкой.

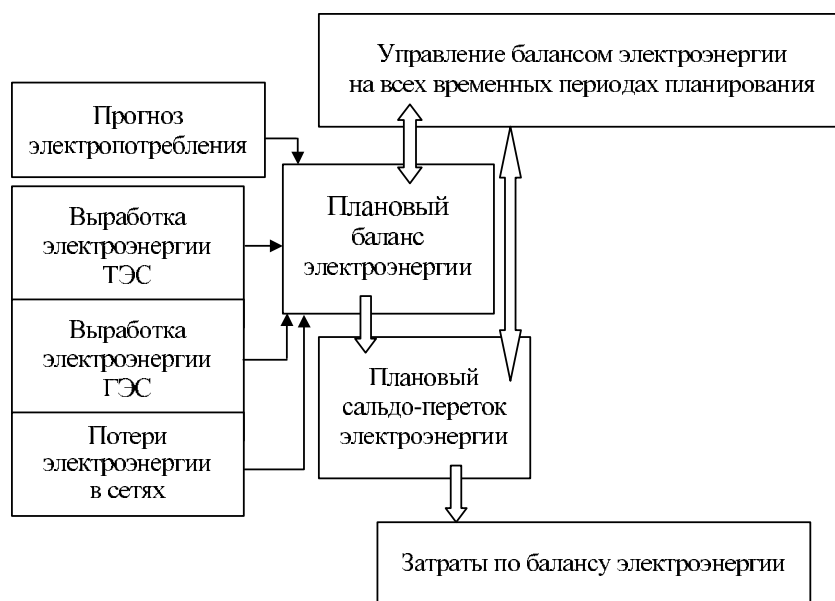


Рис. 5.5. Состав задач по составлению баланса электроэнергии

Аварийный резерв используется как рабочая мощность, покупается недостающая энергия у других энергосистем и пр. Однако и при этом не всегда удастся полностью исключить дефицит электроэнергии. Поэтому для смешанных

энергосистем существует понятие «обеспеченность энергоснабжения в системе». Смешанные энергосистемы имеют ее ниже, чем тепловые. Для смешанной энергосистемы гидроресурсы должны использоваться так, чтобы обеспеченность работы системы была наибольшей. Это требование имеет простое содержание: ГЭС должна работать с наименьшей нагрузкой, и при этом ее запасы гидроэнергии в водохранилище будут наибольшими, но тогда нарушается требование экономичности ГЭС в системе. Гидроэнергия должна использоваться по критерию максимума выгодности для системы. Такое противоречие всегда существует и выдвигает особые требования к рациональному использованию водных ресурсов ГЭС. Балансы электроэнергии составляются с учетом этих требований.

5.5. БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Баланс реактивной мощности влияет на уровни напряжения системы. Необходимо поддерживать его исходя из заданных уровней напряжения в определенных узлах системы [9]. Уравнение баланса имеет вид

$$\sum Q_{Гит} + \sum Q_{КУт} + \sum Q_{ЛЭПт} = \sum Q_{нагрт} + \sum \Delta Q_t, \quad (5.14)$$

где $\sum Q_{Гит}$ – реактивная мощность генераторов электростанций; $\sum Q_{КУт}$ – мощность компенсирующих устройств; $\sum Q_{ЛЭПт}$ – зарядная мощность линий электропередач; $\sum Q_{нагрт}$ – реактивная мощность нагрузки потребителей; $\sum \Delta Q_t$ – потери реактивной мощности.

Приближенно можно оценить влияние каждой составляющей по (5.14). $\sum Q_{Гит}$ – 60 %, $\sum Q_{КУт}$ – мощность синхронных компенсаторов (СК) и батарей статических конденсаторов (БСК) – 20 %, $\sum Q_{ЛЭПт}$ 20 % (в сетях с напряжением выше 110 кВ), $\sum \Delta Q_t$ – 20...30 %, причем в трансформаторах и автотрансформаторах теряется до 75 % этой величины. Основными потребителями реактивной мощности $\sum Q_{нагрт}$ являются промышленные предприятия, причем до 75 % потребляют асинхронные двигатели, до 20 % – трансформаторы предприятий, потери составляют 10 %. Баланс реактивной мощности поддерживается установками системы и потребителями. Вопросы его поддержания будут рассматриваться в гл. 9. Обычно баланс реактивной мощности регулярно не составляется, 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 уменьшении приходной части баланса снижаются уровни напряжения и наоборот. Напряжение – один 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.

5.6. РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ

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

$$P_{\text{рез}} = P_{\text{нх}} + P_{\text{нагр}} + P_{\text{ав}} + P_{\text{рем}}. \quad (5.15)$$

Нагрузочный резерв мощности

Нагрузочный резерв предназначен для покрытия резких случайных колебаний нагрузки. Резкие толчки нагрузки, как указывалось в гл. 2, могут быть при работе крупных прокатных станов, при трогании с места поездов электрифицированных железных дорог и др. На графиках нагрузки обычно показываются усредненные мощности за 0,5...1 ч. В действительности мгновенные значения мощности имеют вид «пилообразной кривой» (рис. 5.6). В электрической системе все процессы протекают на электронном уровне и балансы мощности следует поддерживать именно на таком уровне. Следовательно, энергосистема должна иметь дополнительную мощность для покрытия случайных увеличений нагрузки. Это – нагрузочный резерв.

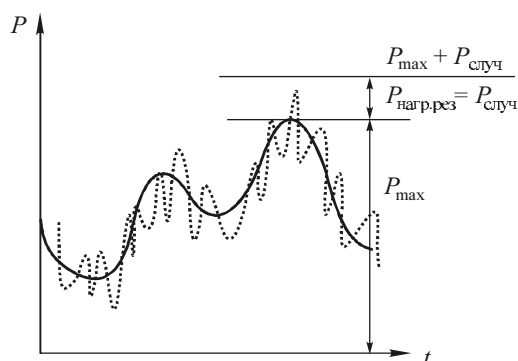


Рис. 5.6. Иллюстрация понятия «нагрузочный резерв»

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 (см. гл. 6).

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 ущербов от недо-



отпуска энергии (рис. 5.7). Ущерб зависит от вероятностей аварий и мощностей отключаемых агрегатов. Наиболее вероятно событие, при котором отключается один агрегат, менее вероятно одновременное отключение двух агрегатов, еще меньше вероятность отключения трех агрегатов (табл. 5.3). Соответственно уменьшается и ущерб. Вероятность одновременного отключения трех агрегатов очень мала, поэтому дальнейшее увеличение числа аварийно отключившихся агрегатов рассматривать нецелесообразно. Ущерб падает, а затраты линейно возрастают при увеличении числа агрегатов.

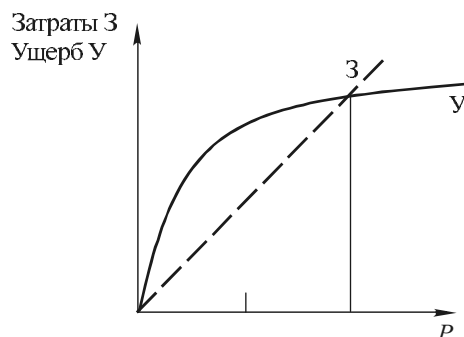


Рис. 5.7. Выбор мощности аварийного резерва

Эта методика содержит много условностей. Считается, что все агрегаты имеют одинаковую вероятность отключения, у всех одинаковая мощность и др. Поэтому величину аварийного резерва определяют из опыта эксплуатации энергосистем.

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	p_1	N	Ξ_1	Y_1
Два	$p_2 < p_1$	$2N$	Ξ_2	Y_2
Три	$p_3 < p_2$	$3N$	Ξ_3	Y_3

В практике используются величины, полученные на основе 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 данный 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 1...3 мин. Оборудование этого резерва должно быть подготовлено к пуску: электрическая схема собрана, котел находится в рабочем состоянии. Размещается он на ТЭС.

Третья очередь – резерв включается в течение 2...6 ч, 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 и на ГЭС.

Размещать аварийный резерв на ГЭС невыгодно, так как надо всегда иметь неприкосновенный резервный запас воды в водохранилище.

Содержание резерва требует затрат. Аварийный резерв требует энергоресурса. На ГЭС всегда необходимо иметь аварийный запас воды в водохранилище, а на ТЭС – запас топлива. На резерв относятся также амортизационные отчисления, часть заработной платы.

Ремонтный резерв мощности

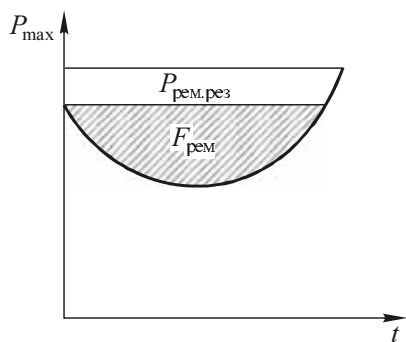


Рис. 5.8. Ремонтный резерв системы

На каждой электростанции в течение определенного времени агрегаты выводятся в ремонт. Плановые ремонты оборудования можно проводить только тогда, когда нагрузка энергосистемы снижается и на электростанциях появляется свободная мощность. На годовом графике максимальных нагрузок это соответствует провалу нагрузки (рис. 5.8). 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

$$F_{\text{треб}} = \sum P_a T_{\text{рем}}. \quad (5.16)$$

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

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 – задача экономическая. На ГЭС роль ремонтного резерва для своих агрегатов может выполнять 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-предупредительных ремонтов 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 на полную мощность.

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

Народнохозяйственный резерв мощности

Этот резерв предназначен для покрытия возможного повышения электропотребления выше предельного планируемого уровня, например, в форс-мажорных случаях. Его величина 1...2 % от плановой величины электропотребления, и это требует страхового запаса топлива. Обычно на ТЭС имеется страховой трехмесячный запас топлива.

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



Выбор и размещение оперативных резервов мощностей энергосистемы (пример расчета)

Необходимо разместить резервные мощности в ЭЭС.

- Величина нагрузочного резерва составляет 2...5 % максимальной нагрузки ЭЭС.
- Аварийный резерв должен быть меньше 5 % максимальной нагрузки системы, и рационально иметь большую величину.
- Наиболее маневренными являются ГЭС, и это определяет их преимущества перед ТЭС в выполнении функции нагрузочного резерва.
- Аварийный резерв размещается на станциях, у которых имеются свободные располагаемые мощности.
- Величины горячего и холодного аварийного резерва мощности составляют: первой очереди (горячий) равен примерно 5...10 %, второй очереди (холодный) – агрегаты не работают, но переводятся из холодного состояния в горячее за время набора нагрузки, резерв третьей очереди (холодный) – пуск агрегата и набор нагрузки примерно одни сутки. Тогда $P_{ар} = P_{гор.ар} + P_{хол.ар}$.
- Определяется суммарная величина оперативного горячего резерва мощности $P_{гор.ЭЭС} = P_{нр} + P_{гор.ар}$.
- Оцениваются затраты на содержание резервов мощности.

В задаче используется условная методика. Затраты энергоресурса в течение суток на содержание оперативного резерва составляют

$$I_{оп.рез.рес} = k_{ТЭС} \sum b_{уд.ТЭС} \mathcal{E}_{ТЭС k} C_k + k_{ТЭС} \sum b_{уд.ТЭС} C_k \mathcal{E}_{ТЭС},$$

где $b_{уд.ТЭС}$ – удельный расход топлива; C_k – цена топлива; $\mathcal{E}_{ТЭС k}$ – выработка электроэнергии k -й станции, несущей оперативный резерв; $\mathcal{E}_{ТЭС}$ – выработка электроэнергии ГЭС. Все величины в этой формуле либо эмпирические, либо расчетные.

Кроме затрат энергоресурса имеются затраты на эксплуатационно-ремонтное обслуживание резервных мощностей $I_{оп.рез.обсл}$. Общие затраты на оперативный резерв

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

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 определяют приближенно (табл. 5А).

Таблица 5А

Размещение резервных мощностей на электростанциях

Наименование	По ЭЭС, МВт	Мощности станций, МВт		
		ГЭС	КЭС	ТЭЦ
Располагаемая мощность	2600	1300	700	600
Плановая максимальная нагрузка системы	2000	1000	500	500
Свободная мощность		300	200	100
Нагрузочный резерв, 5 %		100		
Аварийный резерв:				
• первой очереди				
• второй очереди				
• третьей очереди		200	200	100

Задание на самостоятельную работу. По данным табл. 5А обосновать размещение резервов и отнести их к холодному или горячему.

Составление баланса мощности в ЭЭС (пример расчета)

По данным табл. 5Б определить характерные параметры мощности электростанций.

Таблица 5Б

Исходные данные для составления баланса ЭЭС

Наименование параметра	ГЭС	КЭС	ТЭЦ
Установленная мощность, МВт	1200	2200	600
Связанная мощность, МВт	100	100	50
Ограничения по минимальной мощности других потребителей (базовая мощность), МВт	200		400
Выработка электроэнергии ГЭС, млн кВт · ч	12		
Регулируемая мощность, МВт	$1200 - 100 - 200 = 900$	$2200 - 100 = 2100$	$600 - 50 - 400 = 150$

Порядок расчетов

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

2. Составляется баланс максимальных мощностей (для максимальной нагрузки). При этом учитываются заданные значения базовых мощностей (табл. 5Б), ограничения ГЭС по выработке электроэнергии и возможности станций.

3. Составляется баланс мощностей для всего графика нагрузки (рис. 5А).

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

5. Даются графики мощностей станций для суточного периода.

6. Определяется баланс электроэнергии для рассматриваемых суток.

- В базе графика нагрузки размещаются базовые мощности электростанций, заданные в исходных данных (шаг 1).

- 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.

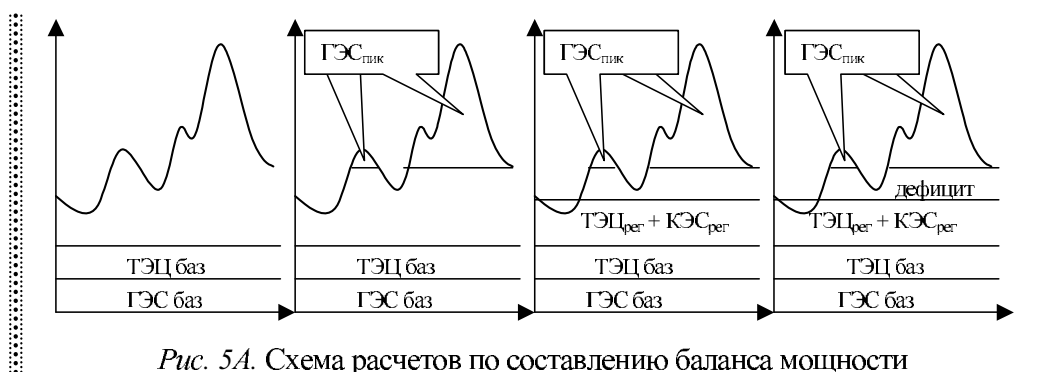
Величина $\mathcal{E}_{\text{ГЭС рег}}$ размещается вначале в пиковой части графика нагрузки ЭЭС.

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.

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

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

- Определяется дефицит или избыток мощности. Если максимальная нагрузка больше суммы располагаемых мощностей, т. е. $P_{\text{max}} > \sum P_{\text{расп}}$, то будет дефицит мощности $P_{\text{деф}} = P_{\text{max}} - \sum P_{\text{расп}}$. При условии $P_{\text{max}} < \sum P_{\text{расп}}$ будет избыток мощности $P_{\text{изб}} = \sum P_{\text{расп}} - P_{\text{max}}$.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 5

Энергетические балансы мощности и энергии играют исключительную роль в деятельности энергосистем. Они определяют задачи и методы обеспечения энергоснабжения. От балансов зависят режим работы станций и электрических сетей и 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. 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. В какой последовательности выполняются расчеты по составлению энергетических балансов?



9. Запишите баланс реактивной мощности. Для чего он составляется?
10. Как связаны балансы активной и реактивной мощностей?
11. Какие виды резервов мощности и энергии могут быть в системе?
12. Как определяется величина нагрузочного резерва мощности и как он размещается в системе?
13. Как определяется величина аварийного резерва мощности?
14. Назовите задачи, которые решаются на основе энергетических балансов.

? Как связаны балансы активных и реактивных мощностей ЭЭС?



Глава 6

ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ ГЭС

Краткое содержание главы

Особенности режима ГЭС в электроэнергетической системе
Совместная работа нескольких гидростанций в системе
Общая схема расчета суточного баланса мощности гидротепловой ЭЭС
Расчеты долгосрочных режимов выработки электроэнергии ГЭС
Гидроэлектростанции как объект энергетической системы

6.1. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМА ГЭС В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Если изменится бытовая приточность или режим использования водных ресурсов водохранилища, то изменятся и возможности ГЭС.

Степень регулирования стока гидростанции определяется соотношением объема водохранилища и величины стока реки для расчетного года

$$\beta = \frac{V}{W}, \quad \beta = 0,05 \dots 0,5.$$

По степени регулирования стока различают водохранилища: без регулирования, суточного (с.р), недельного (н.р), сезонного (сез.р), годового (г.р) и многолетнего (м.р).

Для суточного регулирования сток W соответствует расчетным маловодным суткам. Для сезонного – расчетному маловодному году, для годового – средневодному, для многолетнего – периоду маловодных лет (5...10 лет).

Чаще всего требуется решать балансовые задачи для ГЭС с годовым регулированием стока. Объем водохранилища годового регулирования для разных станций составляет 10...30 % среднего многолетнего стока реки и $\beta = 0,1 \dots 0,3$. В течение цикла регулирования ежегодно водохранилище запол-

няется до отметки НПУ и срабатывается до отметки УМО. Таким образом, объем водохранилища

$$V = V_{\text{сут}} + V_{\text{нед}} + V_{\text{год}}.$$

ГЭС как объект управления имеет энергетические и водохозяйственные свойства. Большая часть ГЭС – это гидроузлы комплексного назначения.

При управлении гидростанциями режимные задачи разделяют на две группы. Первая – управление долгосрочными режимами. Это задача рационального использования водных ресурсов водохранилища. Вторая группа – это краткосрочные режимы. Деление на эти две группы объясняется главным образом неопределенностью информации об энергетических возможностях ГЭС. Каждая гидроэлектростанция в зависимости от условий водности и регулирования стока по-разному участвует в энергетических балансах системы. Существенно влиять может учет требований неэнергетических участников ВХК. Почти все ГЭС в различные календарные периоды года работают различно (рис. 6.1).

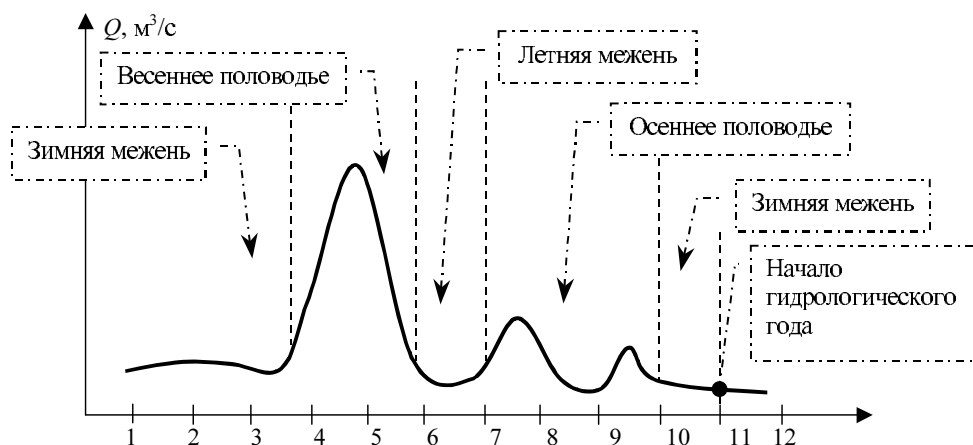


Рис. 6.1. Типовой гидрограф реки и возможное регулирование стока водохранилищем

ГЭС без регулирования. Такие гидроэлектростанции работают в режиме водотока при отметке НПУ = const. Их мощности определяются значениями бытовых расходов. Они работают в базисной части суточного графика нагрузки (рис. 6.2), так как при работе в пиковой части неизбежно возникают холостые сбросы излишков воды, а следовательно, и неоправданные потери энергии (заштрихованная площадь на рис. 6.2).

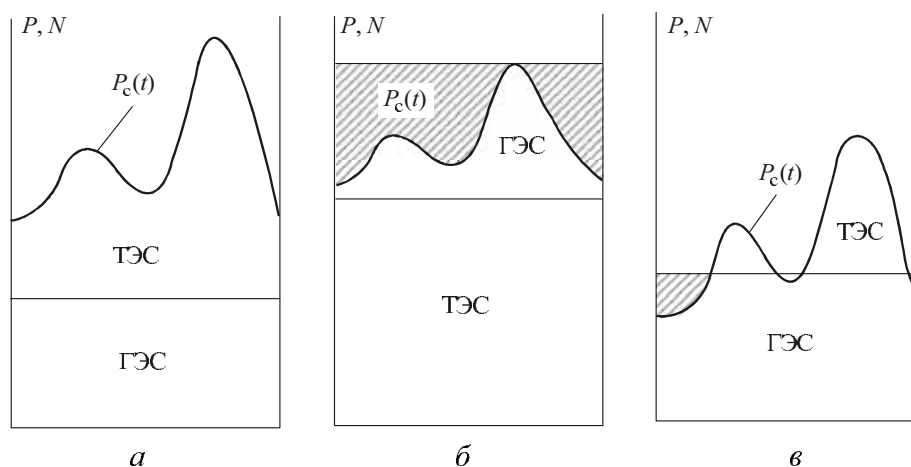


Рис. 6.2. Работа ГЭС без регулирования при различных условиях водности:

а – в базовой части графика нагрузки; *б* – в пиковой части графика нагрузки;

в – в базовой части графика нагрузки при наличии сбросов

Итак, ГЭС без регулирования использует только естественный расход реки, она не может регулировать мощность, и ее режим вынужденный. 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 (рис. 6.3).

ГЭС с суточным регулированием в годовом графике нагрузки энергосистемы. Суточное регулирование при всех прочих равных условиях позволяет значительно увеличить мощность ГЭС по сравнению с нерегулируемыми ГЭС.

У ГЭС с суточным регулированием существует жесткая связь между суточным стоком, суточной выработкой электроэнергии и графиком ее мощности. Необходимо в графике нагрузки системы определять такое место, когда сток ГЭС за сутки используется наиболее полно. Поскольку на ГЭС с суточным регулированием водохранилище выбирается по расчетным маловодным

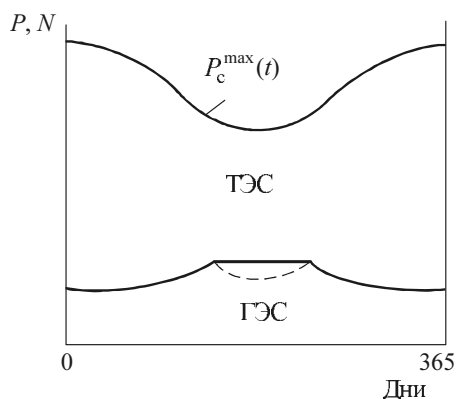


Рис. 6.3. Годовой режим работы ГЭС без регулирования



суткам, с увеличением приточности выработка ГЭС растет и станция перемещается в полупиковую, а затем и в базовую часть графика нагрузки системы.

При работе в энергосистеме ГЭС должна выдавать максимально возможную пиковую мощность и одновременно обеспечивать работу системы с наилучшими технико-экономическими показателями. Наивыгоднейший режим будет определяться не только величиной бытового расхода, но и составом генерирующего оборудования, графиком нагрузки энергосистемы, относительным объемом водохранилища и ограничениями, которые накладывают на режим ГЭС неэнергетические участники ВХК. Режим ГЭС в этом случае не обязательно будет самым пиковым.

Можно показать, что при суточном регулировании стока напор ГЭС меньше, чем без его регулирования, и имеются потери энергии.

Если рассматриваемая ГЭС не имеет режимных ограничений, то ее место в суточном графике нагрузки будет определяться условием полного использования суточной приточности воды и наибольшей возможной рабочей мощностью ГЭС во время прохождения пика нагрузки. При малой приточности ГЭС будет располагаться в самой пиковой зоне графика нагрузки, а по мере увеличения бытового расхода и при том же значении максимальной рабочей мощности гидроэлектростанция будет, наоборот, опускаться в более низкие зоны графика нагрузки. В том случае, когда ГЭС не пропускает через свои турбины весь притекающий бытовой расход, часть его будет неизбежно сбрасываться вхолостую.

В годовом балансе рабочих мощностей энергосистемы (рис. 6.4, *а*) периоды от 0 до t_1 и от t_4 до конца года соответствуют самым маловодным периодам, когда ГЭС, как это видно из рисунка, работает в пиковой части суточного графика нагрузки. В течение времени от t_1 до t_2 и от t_3 до t_4 , когда бытовые расходы в реке будут несколько выше, чем в предыдущем случае, ГЭС будет занимать промежуточное положение в суточном, а следовательно, и годовом графике нагрузки системы. Наконец, в период паводка (от момента t_2 до момента t_3) ГЭС располагается в базисной части графика и работает без регулирования. Если при этом отсутствует связанная мощность по напору, то рабочая мощность ГЭС будет равна установленной.

Гидроэлектростанция, обладающая возможностью суточного регулирования в силу своих высоких маневренных качеств, при необходимости хорошо используется как нагрузочный резерв. В паводок, для того чтобы уменьшить холостые сбросы, нагрузочный резерв естественным образом используется в качестве рабочей мощности и тогда ГЭС работает без регулирования, а нагрузочный резерв передается на ТЭС (рис. 6.4, *б*).

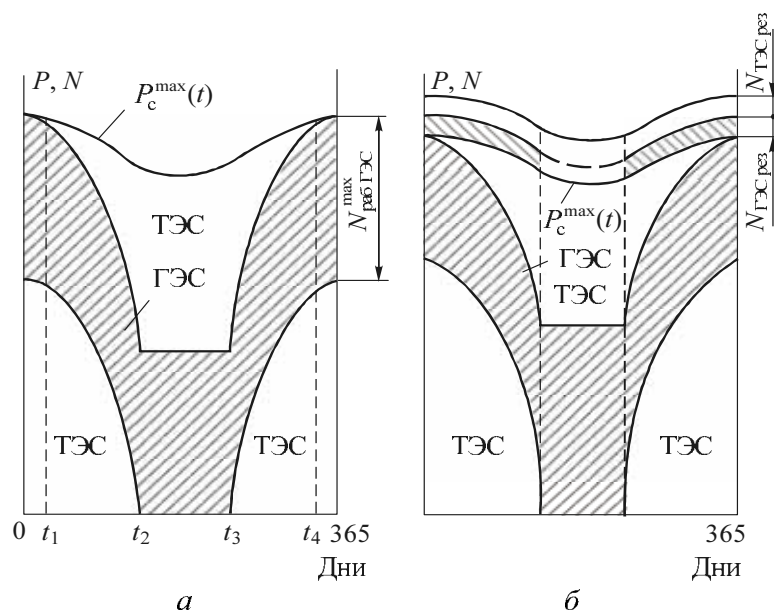


Рис. 6.4. Годовой режим работы ГЭС суточного регулирования

Так как водохранилище суточного регулирования относительно невелико, то в нем нельзя выделить отдельный объем для обеспечения аварийного (за исключением резерва «подхвата» нагрузки) или ремонтного резерва. В этом отношении ГЭС суточного регулирования ничем не отличается от нерегулируемой ГЭС. Наличие дублирующей сезонной мощности, как было уже отмечено, позволяет обеспечить станционный аварийный или ремонтный резерв.

Режим ГЭС в годовом разрезе меняется, так как постоянно меняются график нагрузки системы, состав и структура мощностей, а также условия водности.

ГЭС годового регулирования. Водоохранилища годового регулирования позволяют распределять выработку электроэнергии ГЭС в соответствии с требованиями системы. Остановимся специально на годовом регулировании стока, которое типично для многих ГЭС.

Годовое регулирование стока – это полное перераспределение стока в расчетном маловодном году. Если осуществляется частичное перераспределение стока, то такое регулирование называется сезонным. Водоохранилище заполняется в период паводка и опорожняется в период маловодной межени. Весь цикл регулирования заканчивается в течение года. Он повторяется от года к году. Продолжительность заполнения и сработки водохранилища зависит от гидрографа года.

Выработка электроэнергии соответствует используемой бытовой приточности за годовой период $\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{быт}}$. Мощность станции возрастает за счет регулирования бытовой выработки электроэнергии за годовой, недельный и суточный периоды, т. е.

$$N = N_{\text{быт}} + \Delta N_{\text{год}} + \Delta N_{\text{нед}} + \Delta N_{\text{сут}}. \quad (6.1)$$

Годовое регулирование стока требует достаточно большого водохранилища, дорогостоящих гидротехнических сооружений и обосновывается экономическими расчетами при проектировании станции. При сезонном регулировании стока увеличивается объем холостых сбросов. На рис. 6.4 показаны графики сезонного и годового регулирования стока.

Работа ГЭС с годовым регулированием определяется бытовой приточностью и режимом использования водных ресурсов водохранилища за год. Имеются четыре характерных периода ее работы в системе (рис. 6.5).

Период сработки водохранилища характерен для зимней межени. ГЭС работает в пиковой части графика нагрузки системы. Несет нагрузочный и аварийный резервы, если это предусматривается балансами мощности системы. Ведет суточное и недельное регулирование мощности. Ее выработка электроэнергии определяется в соответствии с правилами использования водных ресурсов водохранилища.

Обычно в *период заполнения водохранилища* 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.

В *период холостых сбросов* ГЭС работает с максимальной располагаемой мощностью и не несет резервов. Если она не может пропустить через свои турбины всю приточность, то часть воды сбрасывается.

Период работы на бытовом стоке без сработки водохранилища, заполненного в паводок, – это обычно летне-осенняя межень. ГЭС перемещается в полупик, а затем и в пик графика нагрузки.

Количество энергии, вырабатываемой ГЭС за период сработки водохранилища, определяется его полезным объемом, естественной приточностью и самим режимом сработки. Это количество энергии не зависит от режима работы ГЭС до начала периода сработки и после его окончания. Однако работа ГЭС с очень большой мощностью в начале этого периода может привести к тому, что водохранилище быстро опорожнится и не сможет обеспечить необходимую мощность ГЭС в конце периода.



Наоборот, некоторая задержка сработки в начале периода позволяет увеличить мощность в конце его. Поэтому режим регулирования за период сработки нельзя считать совершенно независимым от режима работы ГЭС в течение остальной части года. Стремясь получить от ГЭС максимальную экономическую эффективность, необходимо строить ее режим работы исходя из всего цикла регулирования. Чем больше относительный полезный объем водохранилища годичного регулирования, тем теснее связь режима работы ГЭС во время опорожнения водохранилища с режимом работы за период наполнения и вообще за оставшийся период.

ГЭС годового регулирования, так же как и суточного регулирования, во время сработки водохранилища обычно располагается в верхней части графика нагрузки и осуществляет суточное регулирование.

Во время наполнения место ГЭС в графике нагрузки определяется прежде всего относительным объемом водохранилища и приточностью. Чем меньше относительный объем и больше бытовые расходы, тем ниже в графике нагрузки располагается ГЭС. В период холостых сбросов, чтобы исключить неоправданную потерю дешевой энергии, гидроэлектростанция работает с наибольшей возможной мощностью (включая резервы) и в связи с этим обычно располагается в базисной части графика нагрузки системы. В этот период режим работы ГЭС определяется исключительно гидрологическими условиями и не зависит от режима ее работы в последующий период. В некоторых случаях во время холостых сбросов ГЭС может вести ограниченное суточное регулирование напором.

При работе на транзитном стоке, т. е. при постоянной отметке верхнего бьефа, режим ГЭС годового регулирования не отличается от режима ГЭС суточного регулирования в аналогичных условиях или режима ГЭС без регулирования.

На указанные общие принципы размещения ГЭС в балансе энергосистемы в известной степени могут повлиять режимы бьефов. Так, при суточном регулировании на низко- и средненапорных ГЭС нестационарный режим нижнего бьефа может существенным образом влиять на располагаемые напоры и мощность ГЭС, а следовательно, и на ее роль в покрытии пиков нагрузки. Снижение располагаемой мощности может произойти также и за счет сработки верхнего бьефа. В этом случае ГЭС будет вести лишь ограниченное суточное регулирование и ее роль в покрытии пиков будет иной.

Таким образом, во время сработки водохранилища режим работы ГЭС определяется в первую очередь гидрологическими условиями. При этом в маловодных условиях ГЭС должна располагаться в верхней части графика нагрузки

В период наполнения при небольшом относительном объеме водохранилища, а также в периоды холостых сбросов и работы на транзитном стоке режим ГЭС будет определяться исключительно имеющимися гидрологическими условиями и относительным объемом водохранилища.

На рис. 6.5, *а* показан типичный случай участия ГЭС годового регулирования в балансе мощности энергосистемы, когда гидрологические условия близки к условиям расчетной обеспеченности, а на рис. 6.5, *б* – к условиям повышенной водности. На этих рисунках размещение резервов и ремонтов для простоты не показано.

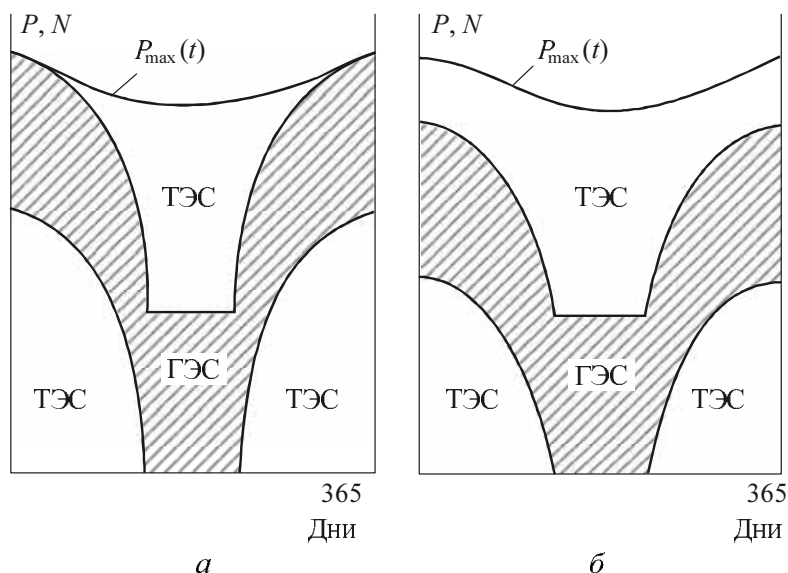


Рис. 6.5. Годовой режим работы ГЭС годового регулирования в различных условиях водности

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

Гидроэлектростанция с водохранилищем годового регулирования создает благоприятные условия для использования ее мощности в качестве резервов системы. Если мощность ГЭС достаточно велика по отношению к мощности энергосистемы, то она может выполнять функцию нагрузочного резерва системы. Исключение составляет лишь период работы ГЭС во время паводков. Если при этом ГЭС обладает достаточно большим полезным объемом водо-



хранилища, то на ней может быть размещена часть аварийного резерва системы. Во время паводков аварийная резервная мощность ГЭС включается в работу, и резерв покрывается ТЭС.

В предпаводочный период при наличии достоверного прогноза паводка резервный аварийный объем водохранилища естественным образом срабатывается, что позволяет получить дополнительную энергию и уменьшить холостые сбросы.

Установка на ГЭС годичного регулирования ремонтного резерва, как правило, оказывается экономически неоправданной, поскольку он требует дополнительного объема водохранилища. Сезонная мощность, как было отмечено выше, может одновременно служить стационарным аварийным и ремонтным резервом для самой ГЭС, что позволит несколько уменьшить общий резерв энергетической системы.

ГЭС с многолетним регулированием стока 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.

При многолетнем регулировании стока в маловодные годы используются запасы воды, накопленные в водохранилище за счет избытков стока многоводных лет, и тем самым обеспечивается наиболее полное использование водных ресурсов. Благодаря этому ГЭС, работающая с многолетним регулированием, имеет возможность выравнивать выработку электроэнергии по отдельным годам независимо от их водности (рис. 6.6).

Так как ГЭС многолетнего регулирования может одновременно вести годовое и суточное регулирование, то в общем случае она должна располагаться в пиковой части графика нагрузки системы в течение всего года. Только в те многоводные годы, когда многолетняя часть объема водохранилища заполнена, ГЭС может опускаться в базисную часть графика нагрузки. В этих условиях она работает так, как работает ГЭС с годовым регулированием. Если же многовод-

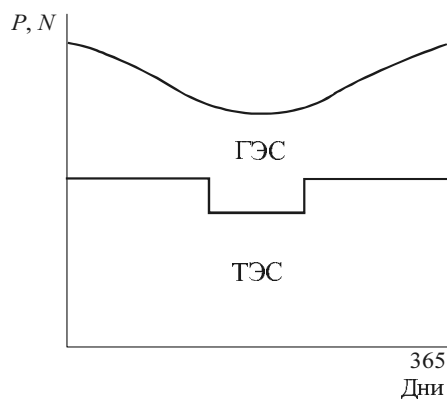


Рис. 6.6. Годовой режим работы ГЭС многолетнего регулирования

ный год наступает при сработавшем многолетнем объеме водохранилища, то избыточный (против расчетной обеспеченности) приток должен в первую очередь идти на заполнение водохранилища, а не на увеличение (сверх обеспеченной) мощности ГЭС.

Условия планирования оптимального годового режима энергосистемы в условиях повышенной водности при многолетнем регулировании будут отличаться от условий при годовом регулировании, так как при многолетнем регулировании начальный уровень водохранилища неизвестен и значение его приходится принимать с определенной степенью вероятности. Кроме того, если при годовом регулировании известно и граничное условие по сработке водохранилища, то конечная отметка водохранилища многолетнего регулирования после годового цикла регулирования может быть определена лишь на основе оптимизации режима водохранилища за весь многолетний расчетный период. Нетрудно видеть, что многолетнее регулирование позволяет более просто разместить все виды системного резерва мощности.

6.2. СОВМЕСТНАЯ РАБОТА НЕСКОЛЬКИХ ГИДРОСТАНЦИЙ В СИСТЕМЕ

Совместная работа станций зависит от многих факторов. В их числе: степень регулирования стока, установленные мощности, каскадное расположение с гидравлическими связями между станциями, одиночное расположение ГЭС на

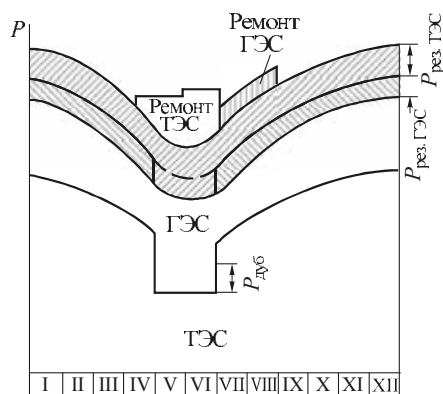


Рис. 6.7. Годовой баланс мощности энергосистемы

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 [4, 8, 18].

Для большинства гидроэлектростанций степень регулирования стока водохранилищами имеет период от сезона до нескольких лет. Никаких правдоподобных прогнозов стока для таких периодов получить нельзя. Для коротких периодов на сутки или несколько суток информация более точная и существ-

вуют специальные технические возможности по управлению режимами ГЭС с учетом неопределенности краткосрочных прогнозов (рис. 6.7).



ГЭС в каскаде. В общем случае каскад ГЭС обслуживает несколько систем, не связанных или слабо связанных между собой электрически. Определять в этом случае режимы работы гидравлически связанных ГЭС в соответствии с принадлежностью к той или другой системе будет неправильно, так как последние могут выдвигать требования к «своим» ГЭС, не сообразуясь с общими интересами. Однако в настоящее время это общее положение нарушается.

Расчет каскада – это самостоятельная и очень сложная задача длительного регулирования стока.

6.3. ОБЩАЯ СХЕМА РАСЧЕТА СУТОЧНОГО БАЛАНСА МОШНОСТИ ГИДРОТЕПЛОВОЙ ЭЭС

Для суточного баланса мощностей ЭЭС необходимо решить ряд задач по использованию ГЭС: гидроэнергетические ресурсы, возможности ГЭС при работе в системе, требования системы к ГЭС, требования водохозяйственного комплекса, структура баланса мощности ЭЭС.

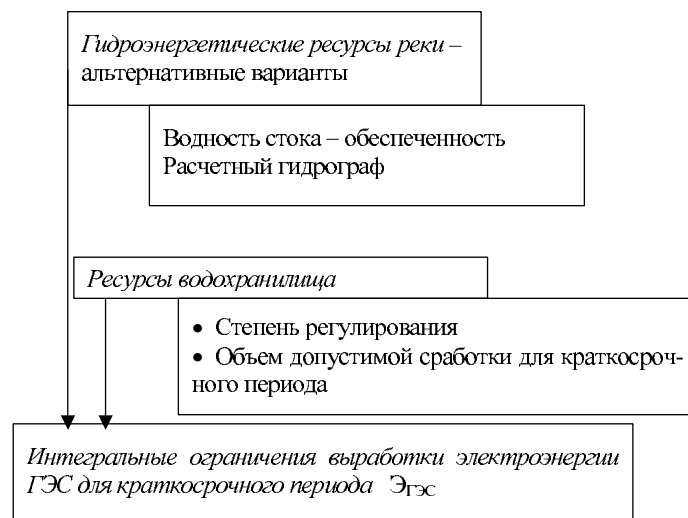


Рис. 6.8. Схема расчета краткосрочного режима ГЭС

Для цикла регулирования объем стока $V_{\text{стока}} = V_{\text{быт}} + V_{\text{вод}}$. При этом возникает тесная связь долгосрочных и краткосрочных режимов ГЭС. Для расчетов краткосрочных режимов задаются ограничения выработки электроэнергии,

которые можно использовать для рассматриваемых суток. Их называют интегральными ограничениями $\mathcal{E}_{\text{сут}}$.

Чтобы определить *водно-энергетические ресурсы* одиночной ГЭС, необходимо учитывать бытовую приточность к этой станции, схему каскада, степень регулирования стока всеми водохранилищами вышележащих гидростанций каскада, т. е. бытовую приточность в водохранилище i -й ГЭС и режим ее водохранилища, приточность от вышележащей ГЭС каскада, потери и заборы воды из водохранилища i -й ГЭС.

$$Q_{\text{ГЭС } i}(t) = Q_{\text{быт } i}(t) + Q_{\text{вод } i}(t) + Q_{\text{ГЭС } i-1}(t(t_{\text{доб } i-1/i})) + \Delta Q_i(t).$$

Особую сложность вызывает информация по бытовой приточности, поскольку для длительных периодов она непредсказуема и $Q_{\text{быт } i}(p_{wi}, Q_{j/\text{гидрографа}}, \text{при } p_{wi} = \text{const})$. Решить эту задачу можно только последовательными корректировками при вариациях $Q_{\text{быт } i}(p_{wi}, Q_{j/\text{гидрографа}}, \text{при } p_{wi} = \text{const})$. Практика показывает, что чаще всего это ежемесячные корректировки в период межени и еженедельные – в период паводка.

Эти расчеты трудоемки и без компьютерных технологий невыполнимы.

6.4. РАСЧЕТЫ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГЭС

Неопределенность гидрологической информации и необходимость рассчитывать режим использования водных ресурсов на несколько месяцев требуют некоторых рекомендаций. Остановимся на двух: использование диспетчерских графиков и выполнение расчетов с периодическим уточнением ожидаемых результатов.

Использование диспетчерских графиков (ДГ). Диспетчерские графики (ДГ) имеют вид $Z_{\text{в.б.}}(t)$ (рис. 6.9). В этом поле имеются изолинии $Z_{\text{в.б.}}(t, X)$. Параметр $X = \text{const}$, причем X может быть $\{p$ – обеспеченность стока, W – величина стока за период расчета изолинии, Q – средний расход за период расчета изолинии, N – средняя мощность за период расчета изолинии $\}$. Изолинии – это управляющие функции. В зависимости от задачи можно использовать их разные виды.

Изолинии строятся для всех $X_{\min} < X < X_{\max}$ $X = \text{var}$ с шагом ΔX , допустим, с шагом изменения стока ΔW . Задаются первоначальным состоянием ДГ. Пусть это год с обеспеченностью 50 % (средневодный). Можно взять любой,



так как для всего цикла регулирования невозможно предсказать сток и его обеспеченность. Если через месяц отметка $Z_{в.б.}$ больше, чем по линии $p = 50 \%$, то надо перейти на линию с p меньше, чем 50% , так как год более многоводный, чем средний. Следовательно, в конце месяца корректируется линия ДГ – управляющая функция, т. е. изменение средней мощности ГЭС. Этот случай показан на рисунке. Если на линиях ДГ указаны средние мощности, то по ним корректируется режим ЭЭС, если – нет, то средние мощности рассчитываются. ДГ никогда не дают точных рекомендаций, но они позволяют ориентироваться в ситуации с водностью и корректировать энергетический баланс ЭЭС.

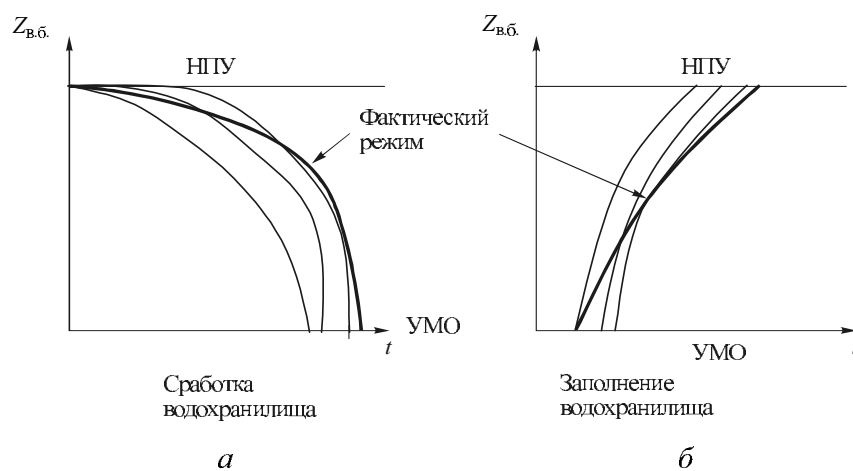


Рис. 6.9. Вид диспетчерского графика

Корректировки режима водохранилища при расчетах на ЭВМ. Принцип последовательной корректировки заключается в следующем [1, 2, 3, 10]. Расчетный период представляется в виде последовательных интервалов, причем их длительность зависит от заблаговременности прогнозов. Можно представить период в следующем виде:

$$T = T_{\text{прош}} + T_{\text{прогн}} + T_{\text{мод}},$$

$$T_{\text{прогн}} = nT_{\text{прогн1}} + kT_{\text{прогн2}},$$

$$T_{\text{мод}} = nT_{\text{мод1}} + kT_{\text{мод2}},$$

где $k, n, \dots$ – вид исходной информации; $T_{\text{прош}}$ – прошедшее время общего периода оптимизации T ; $T_{\text{прогн}}$ и $T_{\text{мод}}$ – заблаговременность достоверного

прогноза и время представления исходной информации на основе определенной модели прогнозирования стока до конца периода T ; $T_{\text{прогн1}}$, $T_{\text{прогн2}}$ – периоды получения достоверной информации различного вида; $T_{\text{мод1}}$, $T_{\text{мод2}}$ – периоды моделирования информации до конца T .

Таким образом,

$$T = \sum \Delta t_{\text{прош}} + \sum \Delta t_{\text{прогн}} + \sum \Delta t_{\text{мод}},$$

где $\Delta t_{\text{прош}}$, $\Delta t_{\text{прогн}}$, $\Delta t_{\text{мод}}$ – расчетные интервалы времени за указанные периоды.

Вначале рассчитывается режим для всего периода оптимизации и для всех его интервалов получаются решения по выработке электроэнергии, уровням водохранилища и другим параметрам, которые дают совокупность X . Решение имеет вид $X_{11}X_{22}...X_{1n}$.

При поступлении прогноза на интервале t_1 моделируется информация для оставшегося периода от t_2 до t_n с использованием ДГ и расчеты повторяются. В результате получается матрица вида

$$\begin{vmatrix} X_{11} & X_{12} & & & , X_{1n} \\ & X_{22} & & & , X_{2n} \\ & X_{32} & X_{33} & & , X_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & & & , X_{3n} \end{vmatrix} \quad (6.2)$$

Если представить, что годовой период разделен на двенадцать месячных интервалов, для которых будут заданы прогнозы, то расчеты будут проводиться 12 раз. В период паводка прогнозы стока поступают на декаду и число расчетных интервалов времени возрастает.

Последовательная корректировка режимов – сейчас единственный действенный способ повышения достоверности планов выработки электроэнергии.

Оптимальный режим, отвечающий прогнозной информации, будет давать диагональ матрицы. Расчеты по схеме последовательной корректировки постоянно ведутся в условиях эксплуатации. Еще раз подчеркнем, что при этих расчетах информация должна уточняться для всего периода расчетов T , а не только для периода прогноза. Если уточнять решение, только меняя информацию одного ближайшего к началу периода T интервала, то решение не будет наи-



лучшим. Хотя и в этом случае оно лучше первоначального расчета по модельному гидрографу определенной обеспеченности. Ранее уже указывалось, что при первоначальных расчетах берется гидрограф обеспеченности 50...75 %.

Таблица 6.1

Принятые качественные характеристики водности гидрографов

Гидрограф	Обеспеченность, %
1 – катастрофический, многоводный	От 0 до 5
2 – многоводный	От 5 до 20
3 – повышенной водности	От 20 до 40
4 – средневодный	От 40 до 60
5 – пониженной водности	От 60 до 80
6 – маловодный	От 80 и ниже
7 – среднемноголетний	От 0 до 90

Модельные гидрографы. Из многолетнего ряда наблюдений выбирается ряд гидрографов с обеспеченностью $p = \text{const}$ (табл. 6.1). Усредняют их ординаты и получают модельный гидрограф.

6.5. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ КАК ОБЪЕКТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Подчеркнем еще раз те особенности и преимущества ГЭС, о которых уже говорилось раньше. Они имеют большое значение для условий работы ГЭС в системе.

- Переменность отдачи электроэнергии зависит от изменчивости напора и расхода ГЭС.
- Для всех ГЭС существует зависимость отдачи от режима естественной приточности воды и регулирующей способности водохранилища. Чем больше относительная емкость водохранилища, тем больше оно может обеспечить независимость режима ГЭС от режима речного стока.
- Переменная отдача воды ГЭС есть следствие изменчивости естественного режима стока, и существенное значение имеет напор, определяемый режимами верхнего и нижнего бьефов. Напор равнинных ГЭС за счет верхнего бьефа и сработки водохранилища может снижаться на 25...30 % максимального его значения, а иногда и больше. Ясно, что по мере сработки водохранилища энергетическая ценность каждого кубометра остающейся в нем воды будет снижаться.



• При прохождении весеннего паводка напор ГЭС может существенно снизиться за счет чрезмерного подъема уровня нижнего бьефа, вследствие чего ГЭС, несмотря на работу своих турбин с полной пропускной способностью, не сможет развивать установленную мощность. Такое явление наблюдается на многих ГЭС. При пропуске очень больших расходов небольшие ГЭС могут из-за отсутствия необходимого напора на некоторое время совсем прекратить свою работу.

- Высокие маневренные качества ГЭС.

• Гидротурбины ГЭС легко воспринимают толчки нагрузки практически любой интенсивности. Время, необходимое для пуска агрегата и включения в сеть на холостой ход, обычно не превышает 40...50 с. Столько же времени требуется и для набора полной нагрузки. Все это позволяет легко использовать агрегаты ГЭС как для рабочих мощностей и покрытия переменной части графика нагрузки, так и в качестве нагрузочного и аварийного резерва станции и системы.

• Положительное значение маневренного качества ГЭС для энергосистемы трудно переоценить, поскольку при современной структуре генерирующих источников другие электростанции этим качеством и в такой мере не обладают. Использование этого качества в полной мере нередко ограничивается необходимостью выполнять требования, диктуемые неэнергетическими участниками комплекса, а также требования обеспечения условий бескавитационной работы агрегатов ГЭС.

- Высокая надежность ГЭС.

• Как показывает опыт эксплуатации, аварийность агрегатов ГЭС значительно ниже аварийности агрегатов любых других электростанций. Отсюда межремонтный период на ГЭС больше, чем на ТЭС, а ремонтный простой меньше.

• Возможности ГЭС как источника реактивной мощности. Агрегаты ГЭС в общем случае могут быть использованы в качестве синхронных компенсаторов.

• Почти полное отсутствие зависимости ее эксплуатационных издержек от режима работы и от количества вырабатываемой ею электроэнергии. При этом эксплуатационные издержки ГЭС и себестоимость на каждый выработанный 1 кВт · ч в несколько раз меньше, чем на ТЭС.

- Хорошее качество в работе с резкопеременными нагрузками.

Переменная часть ГН для некоторых систем составляет несколько миллионов киловатт. Суточным графикам нагрузки большинства энергосистем



свойственна значительная интенсивность подъема нагрузки в периоды утреннего и вечернего пиков. Скорость среднечасового подъема нагрузки в утренние предпиковые часы в некоторых системах составляет до 15 % максимума, возрастая в отдельные моменты в 2...3 раза [14]. Вечерний пик нагрузки по своей продолжительности уступает утреннему, однако по скорости формирования он мало отличается от него, а по размеру превосходит, достигая нередко в рабочие дни до 25 % максимума. При таких процессах пускается и останавливается по несколько агрегатов.

Определенная неравномерность свойственна также недельным и годовым графикам нагрузки. Отсюда необходимость остановки блочных агрегатов ТЭС в выходные и праздничные дни и соответствующего пуска их в ночь на ближайший рабочий день.

При работе электростанций по резкопеременному суточному графику нагрузки возникают две основные проблемы: покрытие переменной части графика нагрузки энергосистемы и прохождение в нем ночных провалов, т. е. разгрузки и догрузки паротурбинного блочного оборудования.

При заданном режиме электропотребления покрытие пиков графика нагрузки может быть выполнено лишь при наличии в системе достаточного количества оборудования с высокими маневренными качествами.

В первую очередь в покрытии пиковой части графика нагрузки участвуют ГЭС с суточным регулированием. Вместе с тем удельный вес таких ГЭС по мере истощения гидроэнергетических ресурсов будет непрерывно падать. Уже сейчас в центре европейской части России экономичные гидроэнергетические ресурсы для строительства новых регулирующих ГЭС практически использованы. В связи с этим в настоящее время исследуется возможность увеличить установленные мощности ряда ГЭС. В этом случае в межень ГЭС максимально участвует в снятии пиков, а в паводок растет их выработка электроэнергии. Появление дополнительной пиковой мощности приводит к возможности увеличения оперативного (частотного и аварийного) резерва системы («подхвата» нагрузки). Дополнительную мощность ГЭС можно также использовать в режиме генерирования реактивной мощности. Перспективным решением будет строительство ГАЭС.

По мере увеличения бытовых расходов зона работы ГЭС в суточном графике нагрузки постепенно понижается, и во время паводка гидроэлектростанция обычно работает всей своей установленной мощностью в его базовой части. Резервная мощность в общем случае может быть сосредоточена как на ГЭС, так и на ТЭС.

**Составление планового энергетического баланса мощности
в гидротепловой энергосистеме (пример расчета)**

Заданы параметры электростанций (табл. 6А), суточный график нагрузки ЭЭС (табл. 6Б) и его интегральная характеристика $\mathcal{E}(P)$ (рис. 6А, табл. 6Б).

Таблица 6А

Параметры электростанций

Наименование параметра	ГЭС	КЭС	ТЭЦ
Установленная мощность, МВт	1200	2200	600
Располагаемая мощность, МВт	1100	2100	50
Базовая мощность, МВт	200	1000	400
Регулируемая мощность, МВт	900	1100	150
Выработка электроэнергии ГЭС, млн кВт · ч	10...18		

Базовая мощность КЭС в табл. 6А связана с устойчивостью горения факела и зависит от вида топлива, на котором работает станция.

Таблица 6Б

Расчеты при построении интегральной кривой ГН

P , МВт	0	1747	1882	2016	2150	2285	2419	2688	3012
$\mathcal{E}$, МВт · ч	0	41 928	44 618	46 097	47 306	48 113	48 785	49 296	49 971

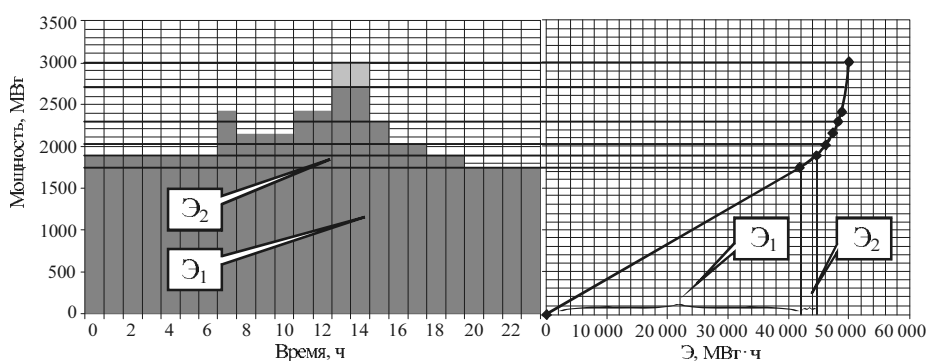


Рис. 6А. Суточный ГН и его ИКН



Порядок расчетов

1. По данным табл. 6Б строится ГН ЭЭС и определяются его параметры для планирования режима электростанций.

2. Для определения участия станций в покрытии ГН используется интегральная кривая нагрузки (ИКН), которая дает связь мощности и выработки для зон ГН. В табл. 6Б приведены расчеты по построению ИКН, для последовательных ступеней изменения нагрузки ГН от нуля до максимальной. Схема расчетов иллюстрируется рис. 6А. ИКН дает простой способ размещения ГЭС в ГН при заданной располагаемой мощности и выработке электроэнергии. Для этого строится треугольник, который имеет эти параметры (рис. 6Б). На нем катет ab – это выработка электроэнергии ГЭС ($\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$), а катет bc – та часть располагаемой мощности, которая может использоваться при регулировании $P_{\text{ГЭС рег}}$. Она соответствует выработке электроэнергии ГЭС $\mathcal{E}_{\text{ГЭС рег}} = \mathcal{E}_{\text{зад}} - \mathcal{E}_{\text{ГЭС баз}}$. Надо так разместить треугольник, чтобы точки a и c совпали с ИКН, а его катеты были параллельны соответствующим осям. На рис. 6Б показано, что при этом ГЭС будет работать в полупике ГН.

3. По данным табл. 6Б определяются характерные параметры мощности электростанций, которые учитываются при планировании энергетического баланса (табл. 6В). Намечается возможное размещение станций в графике нагрузки по его режимным зонам (базовой, полупиковой, пиковой).

4. Составляется баланс максимальных мощностей (для максимальной нагрузки). При этом учитываются заданные значения базовых мощностей (см. табл. 6А), ограничения ГЭС по выработке электроэнергии и возможности станций (см. табл. 6А).

5. Составляется баланс мощностей для всего графика нагрузки. Определяется участие станций в покрытии ГН (табл. 6В). В базе графика нагрузки размещаются базовые мощности электростанций, заданные в исходных данных. Затем размещается наиболее экономичная тепловая станция. Будем считать, что КЭС более экономична, чем ТЭЦ. Если мощности КЭС достаточно, то можно считать баланс составленным. Если нет, то используется оставшаяся мощность ТЭЦ. При использовании всей располагаемой мощности может быть дефицит мощности или избыток и это требует определенных решений по купле-продаже мощности.

6. Определяется дефицит или избыток мощности. Если максимальная нагрузка P_{max} больше суммы располагаемых мощностей $\sum P_{\text{расп}}$, т. е. $P_{\text{max}} > \sum P_{\text{расп}}$, то будет дефицит мощности $P_{\text{деф}} = P_{\text{max}} - \sum P_{\text{расп}}$, при условии $P_{\text{max}} < \sum P_{\text{расп}}$ будет избыток мощности $P_{\text{изб}} = \sum P_{\text{расп}} - P_{\text{max}}$.

Даются графики мощностей станций для суточного периода.



Таблица 6В

Мощности электростанций в энергетическом балансе мощностей ЭЭС

Наименование мощности	Параметры мощностей, МВт			
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ЭЭС
Установленная	1551	2200	600	4351
Располагаемая	1451	2100	50	3601
Базовая	200	1000	400	1600
Регулируемая	1251	1100	150	2501
Мощности в ЭЭС, МВт:				3012
• дефицит (-) / избыток (+)				2501 – 3012 = –511
• частотный (нагрузочный) резерв	151			3012 · 0,05 = 151
• аварийный резерв		301,2 – 150 = 151	150	3012 · 0,1 = 301

Особенности участия ГЭС в энергетическом балансе. 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.

В предлагаемой методике используются треугольники с различной длиной катета, характеризующего энергию ГЭС (рис. 6Б). Причем при определении мощности ГЭС учтем, что именно эта станция несет нагрузочный резерв (из регулируемой мощности ГЭС вычитается мощность нагрузочного резерва). Выработку ГЭС также необходимо скорректировать на уже выданную базовую мощность ГЭС. Размещение ГЭС при таких условиях показано на рис. 6В.

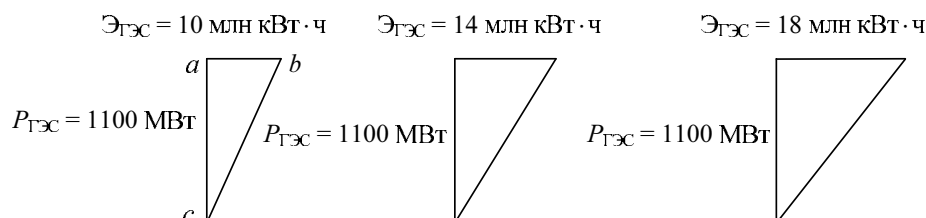


Рис. 6Б. Виды треугольников при различной выработке электроэнергии ГЭС

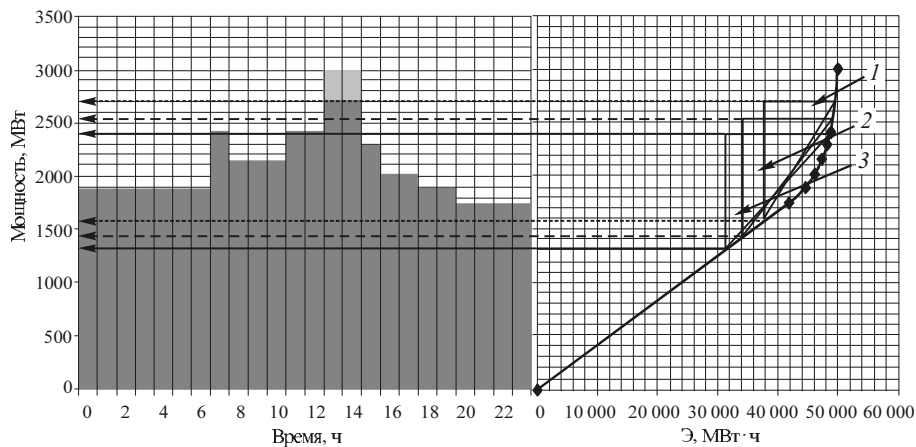


Рис. 6В. Пример размещения ГЭС в ГН при различной выработке электроэнергии

По мере увеличения $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ гидростанция перемещается в более плотную часть ГН, причем ее располагаемая мощность остается прежней. В приведенных примерах базовая (минимальная) мощность ГЭС 200 МВт учтена.

Какая максимальная выработка на ГЭС возможна, если станция работает в базе ГН при заданной располагаемой мощности?

В реальных условиях возможны отклонения от плана. Если мощности нагрузки будут больше на 2 %, то можно предусматривать специальный резерв на станциях – не использовать полностью их располагаемую мощность, либо на эту величину будет увеличен дефицит мощности. Если $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ изменится, то это повлияет на режим всех станций. Это специальные вопросы, и может быть несколько альтернативных вариантов.

Задание на самостоятельную работу. Как изменится баланс мощности по ЭЭС, если выработка электроэнергии ГЭС сократится до 5 млн кВт · ч? Если выработка ЭЭ увеличится и станет больше 18 млн кВт, будут ли холостые сбросы?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ К ГЛАВЕ 6

Гидроэлектростанции имеют громадные преимущества перед всеми другими типами электростанций. Если рассматривать только их режимы, то главное – это их регулирующие возможности. Регулирование нагрузки, частоты по возможности всегда возлагается на ГЭС. Это обычно играет роль для краткосрочных циклов управления и управления в темпе протекающих в энергетике процессов. Но для текущего и долгосрочного планирования их преимущества



теряются. В гидротепловых ЭЭС возрастает неопределенность. В тепловых ЭЭС неопределенность связана в основном с потреблением мощности и она находится в пределах примерно 5 % от максимальной нагрузки ЭЭС. В гидротепловых ЭЭС неопределенность связана главным образом с непредсказуемостью речного стока и она может составлять 10...50 %. Поэтому энергетические балансы мощности и электроэнергии на месяц, год всегда имеют большие погрешности, что требует непрерывных корректировок. Без знания основ гидроэнергетики выполнить их нельзя.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Каким образом определяется доля ГЭС в структуре мощностей ЭЭС?
2. От чего зависит место ГЭС в месячных и годовых балансах выработки электроэнергии?
3. От чего зависит место ГЭС в месячных и суточных балансах мощности ЭЭС?
4. Как связаны суточные и месячные энергетические возможности ГЭС?
5. Как связаны диспетчерские графики и корректировки режима ГЭС?
6. Можно ли отказаться от диспетчерских графиков использования водных ресурсов ГЭС?
7. Какие режимные функции может выполнять ГЭС в ЭЭС?
8. При наличии свободной мощности ГЭС можно ли ее использовать как аварийный режим?
9. Почему на ГЭС размещается нагрузочный резерв?
10. Почему с ГЭС снимается нагрузочный резерв?
11. Назовите основные преимущества ГЭС по сравнению с ТЭС.
12. Назовите основные недостатки ГЭС по сравнению с ТЭС.

? Как использованы гидроресурсы на реках России?



Глава 7

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Краткое содержание главы

Показатели качества электрической энергии
Поддержание качества электрической энергии по частоте
Системы регулирования частоты
Затраты на содержание частотного резерва
Регулирование качества электроэнергии по напряжению

7.1. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ [9]

Качество электрической энергии характеризуется частотой тока f и напряжением передачи энергии U . Все электроприемники выполняются с учетом этих параметров. Они конструируются на работу с определенным напряжением и частотой, которые входят в число номинальных параметров электроприемников. При нарушении номинальных параметров либо их работа ухудшается, либо это приводит к порче электроприемников. Это выдвигает жесткие требования к качеству электроэнергии. Поэтому на него установлены государственные стандарты (ГОСТы). Имеются ГОСТы на частоту и на напряжение и на их показатели. Качество электрической энергии по частоте и напряжению поддерживается независимо. На качество по f и U в системе влияют разные факторы, и поэтому имеются различные пути и средства его поддержания.

Показатели качества электроэнергии по частоте. ГОСТ регламентирует два показателя.

- Первый – номинальная частота.
- Второй – отклонение частоты от номинальной, Гц:

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \quad (7.1)$$

$$\delta f = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} 100 \%. \quad (7.2)$$

Номинальная частота устанавливается государственным стандартом и не может быть изменена. Ее величина определяет конструкцию электроприемников. В нашей стране установлена номинальная частота 50 Гц. В других странах она может быть иной. Например, в США номинальная частота равна 60 Гц.

Устанавливаются очень жесткие границы по отклонению частоты от номинальных значений. Согласно ГОСТ 13109–97 частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95 % времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц. Но по утвержденным в 2007 г. «Правилам и рекомендациям по регулированию частоты и перетоков» должно выполняться условие $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый) с восстановлением нормального уровня частоты за время не более 15 минут. Кроме того, выпущен стандарт СТО 59012820.27100.006–2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ГЭС России. Нормы и требования». Такие требования связаны с работой электроприемников.

Любой механизм рассчитывается и конструируется на определенную номинальную частоту, поэтому ее превышение или снижение для него или невыгодно, или недопустимо. Часть токоприемников не реагирует на частоту, например осветительные лампы. Но работа многих электроприемников связана с частотой питающего тока. В гл. 1 указывалось, что на промышленных предприятиях до 80 % электроприемников составляют асинхронные двигатели. Рабочая скорость вращения двигателя зависит от частоты. Меняется скорость, из-

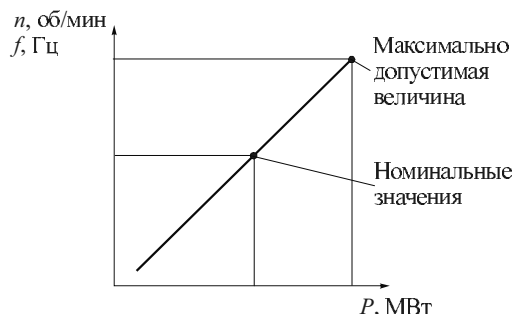


Рис. 7.1. Вид характеристики асинхронного двигателя

меняется производительность тех исполнительных механизмов, которые двигатель приводит в движение. В первую очередь это металлорежущие станки. Асинхронные двигатели рассчитаны и сконструированы на работу с определенным числом оборотов (рис. 7.1). Число оборотов n зависит от частоты f , т. е. $n = \frac{60f}{p}$, где p – число пар

полюсов двигателя. У электродвигателей их мощность и, следовательно, производительность зависят от частоты в

первой степени. Если частота увеличивается выше номинальной, то при прочих равных условиях растет число оборотов двигателя и может наступить его поломка. Если частота падает, то число оборотов уменьшается. При этом падает производительность всех двигателей и уменьшается выпуск продукции. При значительном снижении частоты двигатель останавливается (рис. 7.1).



Имеются механизмы, производительность которых зависит от частоты во второй, третьей, четвертой степени. Так, например, производительность насосов зависит от частоты в четвертой степени, и если частота падает на 4 %, то производительность снижается на 15 %.

Существуют сложные производственные агрегаты (бумагоделательные машины, текстильные станки, карусельные станки), в которых взаимодействие частей отрегулировано на стандартной частоте. При отклонении частоты от номинальных значений возникает брак в продукции. Ярким примером служат синхронные электрические часы, которые не могут показывать правильное время при нарушениях частоты.

Частота влияет и на работу энергетического оборудования, на работу паровых турбин, насосов, вентиляторов, дымососов. Только при расчетной частоте у них может быть безударный вход потока в рабочее колесо. Отсюда жесткие требования потребителей к частоте.

Статические характеристики нагрузки системы. В энергосистемах есть достаточно стабильный состав электроприемников, поэтому имеется связь между изменениями частоты и нагрузки потребителей. В большинстве энергосистем 1 % частоты дает 1,5...2 % изменения активной нагрузки. Зависимость между частотой и активной нагрузкой называют статической характеристикой нагрузки. Обычно это линейная зависимость, имеющая коэффициент статизма (наклон характеристики)

$$k = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P}.$$

Коэффициент статизма статических характеристик нагрузки используется при создании автоматики, регулирующей частоту в системе.

Показатели качества электрической энергии по напряжению. Существуют ГОСТы на показатели напряжения. Величины номинального напряжения устанавливаются по шкале ГОСТа. Электрическая схема системы проектируется и создается на определенные величины напряжений. В ГОСТе установлены показатели разного типа: по изменчивости напряжения от режима электрической системы, по несимметрии напряжения по фазам, по его несинусоидальности. Все показатели важны, но в первую очередь внимание уделяется двум:

- отклонению напряжения от номинального;
- колебаниям напряжения.

Отклонение напряжения

$$\Delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \%. \quad (7.3)$$

Колебание напряжения оценивается за определенное время (рис. 7.2), и его величина

$$\Delta U_{\text{кол}} = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{max}}} 100 \%. \quad (7.4)$$

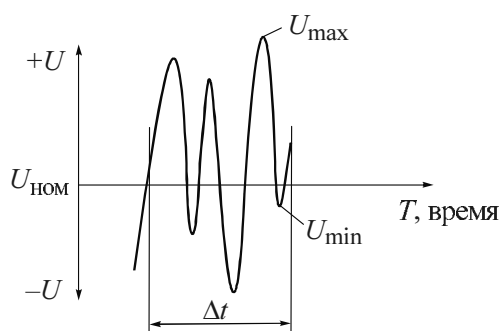


Рис. 7.2. К понятию «колебания напряжения»

Первый показатель – наиболее общий. На отклонения напряжения реагируют индивидуально все электроприемники. Например, допустимый диапазон отклонений напряжения для освещения $(-2,5...+5) \%$, для электродвигателей $(-5...+10) \%$. В среднем считается, что допускаются отклонения напряжения в диапазоне $(-5...+5) \%$.

В системе предусматриваются средства для регулирования напряжения в соответствии с требованиями ГОСТа.

7.2. ПОДДЕРЖАНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЧАСТОТЕ

Частота зависит от баланса активных мощностей системы. Дадим в упрощенном изложении эту связь. Более полно этот вопрос рассмотрен в специальной литературе [9].

Связь баланса активной мощности и частоты системы. Баланс активной мощности в системе в темпе протекающих в энергетике процессов постоянно нарушается. Любое увеличение нагрузки на какое-то время приводит к недостатку генерирующих мощностей и наоборот. Активную мощность вырабатывают агрегаты электростанций (рис. 7.3). При небалансе активных мощностей нарушается электрическое равновесие на валах турбоагрегатов и гидроагрегатов системы. Это вызывает изменение частоты.

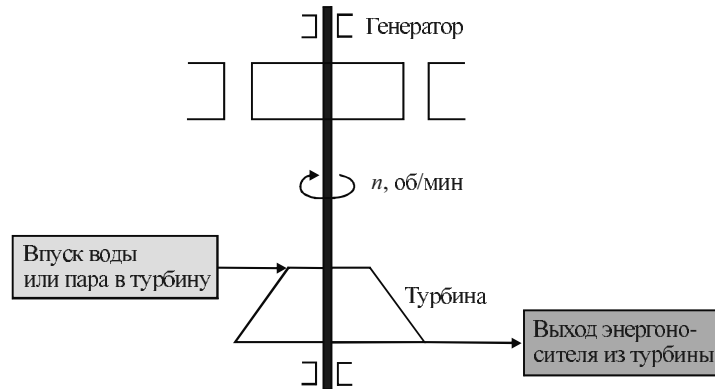


Рис. 7.3. Схема вертикального агрегата

Допустим, что на валу агрегата существует баланс между нагрузкой, генерацией активной мощности и потерями мощности на вращение агрегата:

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + \Delta P. \quad (7.5)$$

Уравнение состояния агрегата имеет вид

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P + I\omega \, d\omega/dt, \quad (7.6)$$

где I – инерция вращения; $\omega = 2\pi f$ – угловая скорость вращения; f – частота; $d\omega/dt$ – ускорение движения агрегата.

Последнее слагаемое – мощность инерции ротора, которая отражает кинетическую энергию вращения. Если агрегат находится в стационарном состоянии и имеется баланс активных мощностей, кинетическая энергия не расходуется и ускорение $d\omega/dt = 0$.

Предположим, что нагрузка увеличилась на $\Delta P_{\text{нагр}}$. Баланс мощностей нарушается, т. е.

$$P_{\text{ген}} \neq (P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{нагр}}) + \Delta P. \quad (7.7)$$

Для того чтобы покрыть дополнительную нагрузку $\Delta P_{\text{нагр}}$, необходимо частично расходовать кинетическую энергию. Агрегат тормозится, и $d\omega/dt < 0$. Автоматика турбин реагирует на торможение агрегата и начинает открывать направляющий аппарат турбины. Увеличивается впуск воды в турбину настолько, чтобы восстановить равновесие на валу агрегата и частоту.

Таким образом, процесс регулирования происходит в такой последовательности:

$\uparrow \Delta P_{\text{нагр}} \rightarrow \downarrow d\omega/dt \rightarrow \downarrow f \rightarrow f < 50 \text{ Гц} \rightarrow$ осуществляется впуск энергоносителя (воды или пара) в турбину $\rightarrow \uparrow$ мощность турбины и агрегата $\rightarrow$ восстанавливается баланс активных мощностей $\rightarrow \uparrow$ увеличивается частота до 50 Гц $\rightarrow$ наступает равновесие на валу агрегата $d\omega/dt = 0$.

Из сказанного видно, что при случайных набросах нагрузки мощность турбины должна увеличиться. Однако лопатки направляющего аппарата турбины не могут мгновенно автоматически изменить свое положение. На это требуется несколько минут, и для покрытия дополнительной нагрузки $\Delta P_{\text{нагр}}$ начинает использоваться кинетическая энергия вращения агрегата. Обратная картина будет при уменьшении нагрузки.

Следовательно, частота в системе поддерживается за счет регулирования активной мощности.

7.3. СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Частота и активная мощность агрегатов регулируются автоматически с помощью автоматики регулирования скорости турбины. Все турбины имеют АРС (автоматический регулятор скорости). С помощью АРС осуществляются пуск, остановка, увеличение и снижение мощности турбины и параллельная работа агрегатов. Работает АРС по специальной программе, которая зависит от частоты системы (рис. 7.4). Чаще всего характеристика регулирования статическая и дает однозначную зависимость между мощностью и частотой.

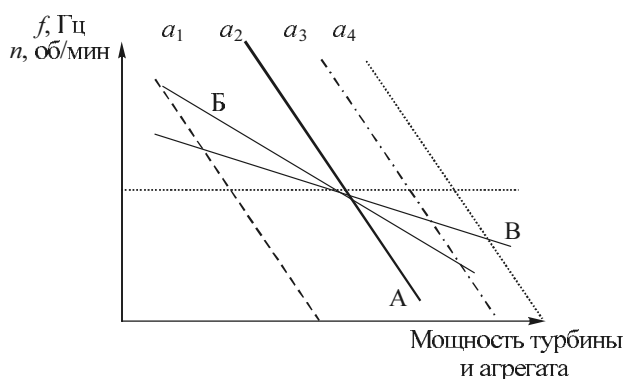


Рис. 7.4. Вид характеристик АРС



Статические характеристики могут иметь разный статизм (наклон), что меняет чувствительность агрегата к частоте. Статизм характеристики – это относительное изменение мощности агрегата к относительному изменению частоты,

$$k = - \frac{\delta P}{P_{\text{НОМ}}} / \frac{\delta f}{f_{\text{НОМ}}}, \quad (7.8)$$

где δP – отклонение мощности генератора от своего значения при изменении частоты от номинальной; δf – отклонение частоты от номинального значения (рис. 7.5). Устанавливая определенный статизм, можно менять реакцию разных станций на изменение частоты. Если статизм большой, то станция чувствительна к изменению частоты и ее мощность меняется на сравнительно большую величину δP , если – маленький, то станция очень незначительно меняет свою мощность при изменении частоты системы. Статические характеристики обеспечивают правильную логику действий. Если частота падает, то мощность турбины растет. Если увеличивается, то мощность уменьшается.

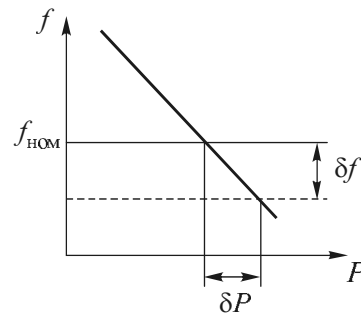


Рис. 7.5. Статическая характеристика АРС

Первичное регулирование. Все агрегаты имеют АРС. С помощью АРС частота регулируется всеми станциями, но с разной степенью. Известно, что некоторые станции работают в базе графика нагрузки, их мощность не меняется, что достигается при соответствующей настройке АРС. Другие, работающие в пике и имеющие нагрузочный резерв, реагируют значительно.

Автоматика АРС позволяет откорректировать частоту за секунды (рис. 7.6). Пусть в системе частота была номинальная и существовал баланс активной мощности, т. е.

$$f = 50 \text{ Гц} \quad \text{и} \quad P = P_{\text{нагр}} + \Delta P,$$

$$P_{\text{нагр}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4.$$

Допустим, частота в системе снизилась до величины f_1 . Это значит, что нагрузка превышает генерацию, т. е.

$$f_1 < 50 \text{ Гц}, \quad P < (P_{\text{нагр}} + \Delta P) + \Delta P,$$

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4.$$

Станции начинают быстро увеличивать активную мощность до тех пор, пока не восстановится баланс. Баланс восстанавливается за 2...3 с.

Первичное регулирование частоты – быстрое регулирование. Однако оно имеет тот недостаток, что процесс регулирования заканчивается при частоте, отличающейся от номинальной.

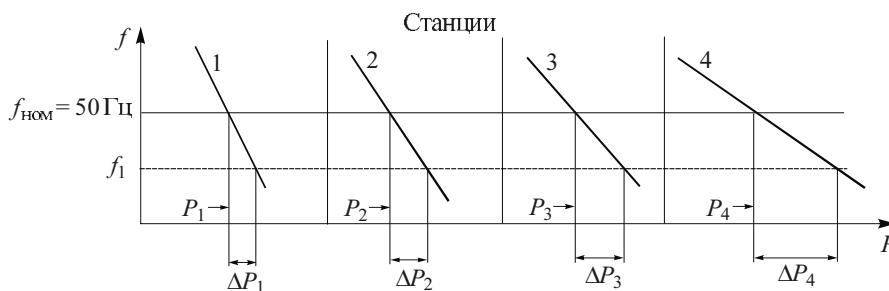


Рис. 7.6. Первичное регулирование частоты разными станциями

Вторичное регулирование частоты. Это регулирование выполняют только те станции, на которых часть мощности используется как нагрузочный резерв. Их называют частоторегулирующими станциями, которые восстанавливают частоту до ее номинального значения 50 Гц за счет вторичного регулирования частоты.

Вторичное регулирование называют медленным регулированием, так как для него необходимо время до 1 мин. Этот процесс связан с перемещением характеристики регулирования в новое положение без изменения ее статизма. На рис. 7.7 показано перемещение характеристики параллельно самой себе. Если характеристика перемещается вправо из положения 0 в положение 2, то мощность частоторегулирующей станции увеличивается, если влево из положения 0 в положение 1, то уменьшается.

Процесс при вторичном регулировании частоты виден на рис. 7.8. Он повторяет рис. 7.6 и показывает, что происходит при вторичном регулировании. При частоте f_1 закончилось первичное регулирование. На частоторегулирующей станции характеристика регулирования начинает перемещаться вправо параллельно самой себе. Это означает, что увеличивается впуск воды в турбины и они повышают свою мощность. Соответственно начинают снижаться мощности других станций, так как частота растет. Когда характеристика станции 4 переместится из положения А в положение Б, то частоторегулирующая станция возьмет на себя все увеличение нагрузки. Ее мощность будет $P_{4Б} = P_4 + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4$. Таким образом, весь наброс нагрузки, который произошел случайно, частоторегулирующая станция приняла на себя.

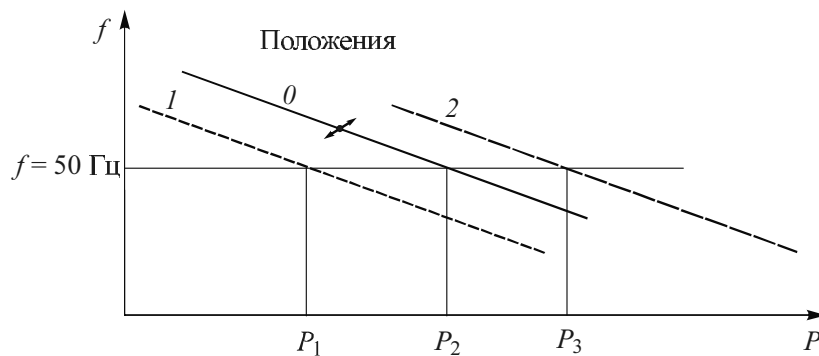


Рис. 7.7. Изменение положения характеристики APC при вторичном регулировании частоты

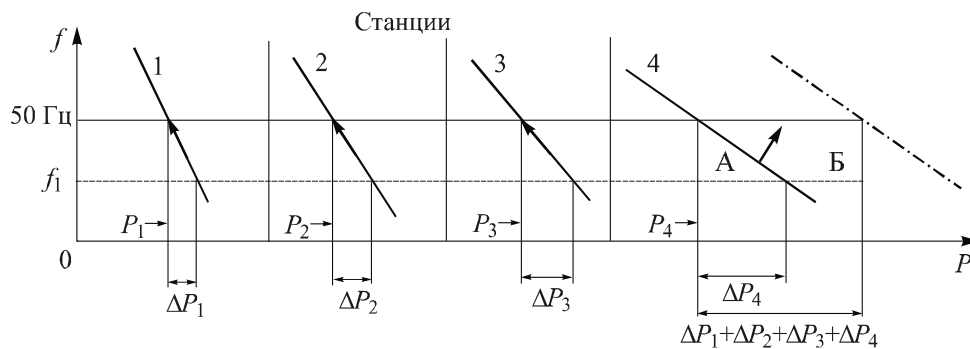


Рис. 7.8. Вторичное регулирование частоты

Вторичное регулирование может выполняться автоматически или по команде диспетчера.

Частоторегулирующая станция выполняет функцию нагрузочного резерва системы. Нагрузочный резерв имеет следующие особенности:

- имеется связь с балансом активной мощности;
- влияет на частоту системы;
- резерв должен быть в горячем состоянии;
- величина резерва должна быть достаточной для покрытия случайных набросов нагрузки в период прохождения максимума нагрузок;
- мощность должна регулироваться автоматически и за возможно короткое время;
- резерв не требует воды, так как набросы и сбросы нагрузки примерно уравниваются.

Всем этим требованиям лучше всего отвечает ГЭС.

Требования к выбору частоторегулирующей станции. В системе может быть одна или несколько частоторегулирующих станций. Поскольку в электрической системе потребители и станции связаны на электронном уровне, достаточно иметь одну частоторегулирующую станцию. К таким станциям предъявляются определенные требования:

- 1) станция должна иметь мощность, достаточную для покрытия случайных колебаний нагрузки;
- 2) станция должна обладать большой скоростью набора нагрузки примерно на $0,5 \dots 1,5$ % от максимальной;
- 3) станция должна иметь высокую маневренность, при которой можно за $5 \dots 10$ мин пустить агрегаты из холодного состояния, если не все они находятся на оборотах;
- 4) размещение частотного резерва должно экономически обосновываться.

Затраты на содержание частотного резерва. Регулирование частоты – это одна из услуг, которую ЭЭС оказывает потребителям. Все потребители практически в равной мере заинтересованы в этой услуге. Ее оказание влияет на затраты системы и частоторегулирующей станции.

1. Содержание частотного резерва приводит к снижению КПД станции (рис. 7.9) и к потерям энергии. Если колебания нагрузки происходят в пределах $\pm \Delta P$, то КПД станции меняется в пределах $\Delta \eta$, причем потери зависят от рабочей характеристики станции. Они на рисунке показаны разными величинами снижения КПД $\Delta \eta_1$ и $\Delta \eta_2$.

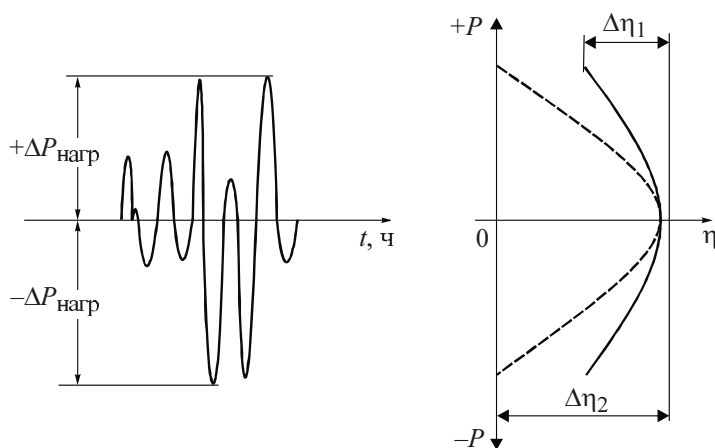


Рис. 7.9. Изменение КПД при регулировании частоты



2. Потери энергии также связаны с пуско-остановочными операциями, поскольку при нагрузках, меньших максимальной, часть агрегатов останавливается, а к прохождению максимума нагрузки агрегаты пускаются.

3. Затраты включают также расходы на эксплуатационно-ремонтное обслуживание. Агрегаты работают в достаточно тяжелом режиме. Например, известно, что ресурс выключателей зависит от числа пусков. При переменном режиме быстрее изнашиваются подшипники и подпятники и пр.

4. Снижается надежность станции.

5. Увеличивается нагрузка дежурного и эксплуатационного персонала. Резерв выбирается по условию минимума всех затрат на его содержание. Затраты на содержание нагрузочного резерва и определяют цену поддержания частоты.

7.4. ПЛАНОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ АГРЕГАТОВ И СТАНЦИЙ

Автоматика АРС дает импульс на открытие или закрытие направляющего аппарата турбины и соответственно увеличение или снижение мощности станции. Мощности станций меняются по плановому графику нагрузки. Значительные отклонения от планового графика имеют только станции, работающие в пике графика нагрузки и регулирующие свою мощность. Рассмотрим процесс регулирования мощности агрегатов станции (рис. 7.10).

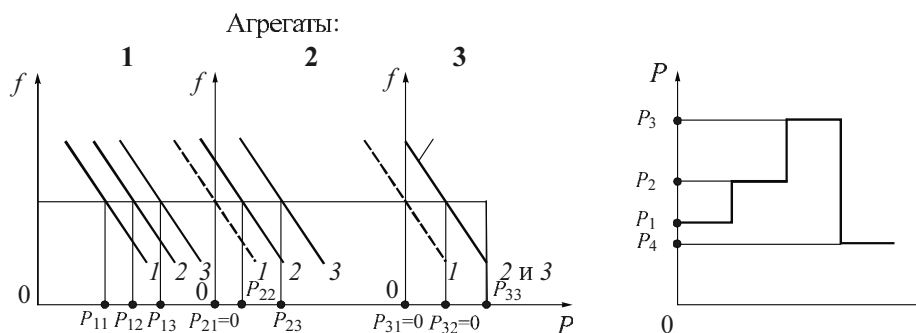


Рис. 7.10. Регулирование мощности агрегатов по заданному графику нагрузки станции

Допустим, что станция работала с мощностью P_1 . Мощность обеспечивалась первым агрегатом $P_{11} = P_1$. Второй и третий агрегаты были остановлены, и их мощности были $P_{21} = 0$, $P_{31} = 0$. Характеристики АРС занимают положение 1. При росте нагрузки до P_2 подается импульс на включение второго



агрегата и загрузку агрегатов 1 и 2. Характеристики регулирования перемещаются в положение 2. Мощность $P_2 = P_{12} + P_{22} + P_{32}$. При увеличении мощности до P_3 характеристики регулирования перемещаются в положение 3. При этом подключается агрегат 3 и загружаются все агрегаты, причем $P_3 = P_{13} + P_{23} + P_{33}$. Если нагрузка будет снижаться до P_4 , то соответственно может быть отключен агрегат и по-новому будет распределяться нагрузка.

Таким же образом происходит параллельная работа станций. Каждая станция имеет свою характеристику регулирования, и воздействием на нее можно останавливать станцию, включать ее, загружать и разгружать.

Работа по заданному графику нагрузки может выполняться автоматически или по команде диспетчера. Распределяться нагрузка может также по определенным правилам, равномерно или неравномерно.

Затраты на поддержание качества электроэнергии по напряжению. Затраты ЭЭС на поддержание качества электроэнергии по напряжению включают следующие составляющие.

- Затраты на эксплуатационно-ремонтное обслуживание устройств по регулированию напряжения и поддержанию на соответствующем уровне балансов реактивной мощности.
- Затраты на топливо, которые обусловлены потерями активной мощности в сетях при передаче реактивной мощности.
- Условно-постоянные составляющие эксплуатационных издержек (амортизация, заработная плата и др.), которые относятся на поддержание показателей качества по напряжению в соответствии с ГОСТами. Выделение составляющих затрат из общих осуществляется по специальной методике. Единичные затраты на поддержание качества электроэнергии по напряжению примерно в 100 раз меньше единичных затрат на обеспечение энергией. Причина этого в том, что несопоставимо малы топливные затраты и меньше величина условно-постоянных затрат.

7.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Напряжение в электрической системе постоянно меняется. Причинами изменения могут быть изменения активной и реактивной нагрузки потребителей, изменения напряжения и реактивной мощности на станциях, изменения в схеме электрической сети и др. Поэтому необходимо постоянно поддерживать качество напряжения в системе. Если частота является общесистемным пара-



метром и регулируется единым образом в системе, то напряжение регулируется по определенным зонам или в определенных точках электрической системы. Вопросы регулирования напряжения относятся к специальной области управления электрическими режимами и подробно рассматриваются в специальной литературе [9]. Здесь будут приведены краткие сведения для понимания роли и места этой задачи в управлении режимами системы.

Средства регулирования напряжения. Регулирование напряжения осуществляется либо за счет работы источников реактивной мощности, либо за счет изменения коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.

Основные источники реактивной мощности: генераторы станций Г, синхронные компенсаторы СК и батареи статических конденсаторов БСК.

Генераторы станций могут потреблять и генерировать реактивную мощность и плавно ее регулировать. Их возможности по реактивной мощности зависят от активной мощности. Так как суммарная мощность не должна превышать допустимую, то при большой нагрузке по активной мощности возможности генерирования реактивной снижаются и наоборот. Схематично эта взаимосвязь показана на рис. 7.11.

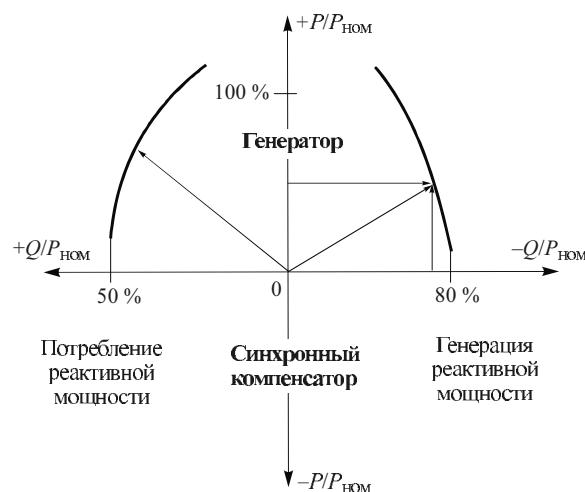


Рис. 7.11. Диаграмма режимов генератора

Если напряжение необходимо повысить, то Г генерирует реактивную мощность, если понизить, то потребляет. Обычно регулирование реактивной мощности производится по заданным напряжениям на шинах станции.



Важным источником реактивной мощности служат синхронные компенсаторы (СК). Они могут генерировать и потреблять реактивную мощность и плавно ее изменяют.

На подстанциях напряжением $U \leq 110$ кВ могут устанавливаться батареи статических конденсаторов. БСК регулируют напряжение ступенями за счет включения или отключения секций.

Главным средством регулирования напряжения у потребителей являются трансформаторы Т и автотрансформаторы АТ с регулированием. Коэффициент трансформации

$$k_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{\omega_{ВН}}{\omega_{НН}}, \quad (7.9)$$

т. е. отношению напряжений высокой и низкой стороны трансформатора или отношению витков обмоток. У трансформаторов с регулированием число витков и соответственно напряжение могут изменяться ступенчато или плавно.

Следовательно, качество по напряжению поддерживается с помощью специальных технических средств. Это одна из составляющих затрат на качество по напряжению.

Существуют две специальные задачи по поддержанию нормируемого напряжения.

Первая – регулирование напряжения в системе. Цель этой задачи состоит в том, чтобы обеспечить уровень напряжения на системных ПС, достаточный для уровней напряжений районных подстанций РПС (рис. 7.12). Станции и их генераторы поддерживают напряжение по заданному графику нагрузки или по команде диспетчера. Передавать реактивную мощность на большие расстояния невыгодно, так как это вызывает потери активной мощности:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r,$$

где P , Q – передаваемые активная и реактивная мощности; U – напряжение; r – активное сопротивление.

На ПС имеются СК, которые также обеспечивают поддержание графика напряжения за счет регулирования реактивной мощности. При этом необходимо иметь определенное напряжение $U_{РПС}$.

Вторая задача – регулирование напряжения на РПС или подстанциях отдельных потребителей. Рассмотрим одну из возможностей – встречное регулирование (рис. 7.13). Уровень напряжения в системе меняется в течение



суток. В часы максимальной нагрузки напряжение меньше, чем при минимальной нагрузке. При передаче активной и реактивной мощности от системной подстанции (ПС) имеются потери напряжения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}.$$

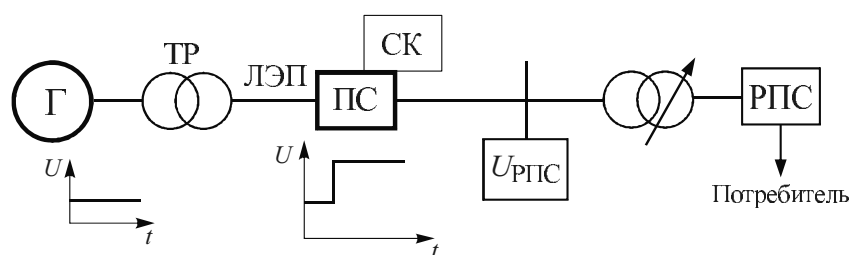


Рис. 7.12. Схема связи системной ПС и районной подстанции (РПС)

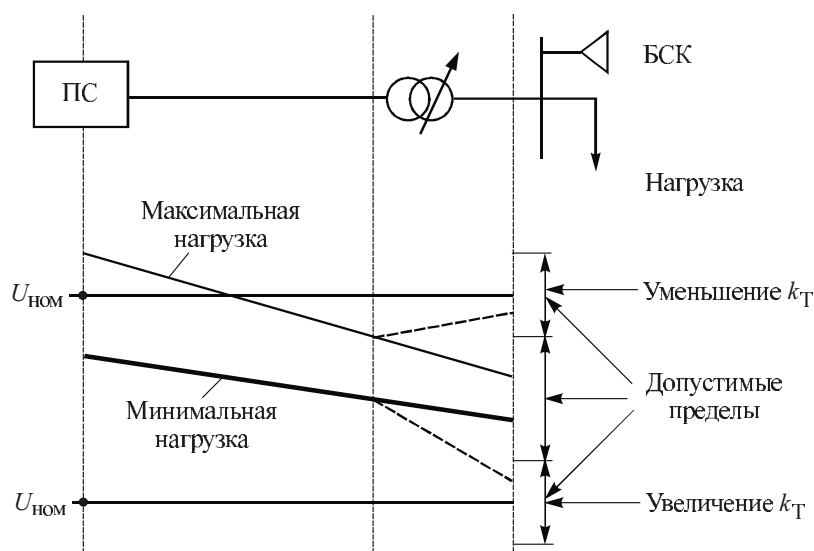


Рис. 7.13. Встречное регулирование напряжения

При этом может оказаться, что напряжение выйдет за допустимые пределы. Если на РПС известно время таких режимов, то можно заранее изменить коэффициент трансформации трансформаторов. В то время, когда напряжение может быть больше допустимого, коэффициент трансформации надо увеличить. Там, где оно меньше допустимого, – уменьшить. Для регулирования напряжения используются также БСК.



Параллельная работа электрических станций и регулирование мощности и частоты системы (пример расчета)

В схематичном виде рассмотрим отдельные вопросы: принципы автоматического регулирования мощности электрических станций при изменении нагрузки ЭЭС и принципы поддержания частоты в соответствии с ГОСТ. Имеются состав и мощности станций (табл. 7А) и характеристики автоматических регуляторов мощности станций (рис. 7А).

Для первоначального баланса мощности выбираются величины мощностей станций при частоте 50 Гц.

Таблица 7А

Связи активной мощности станций с нагрузкой ЭЭС

Состав станций	Исходный баланс мощностей при частоте 50 Гц, МВт	Баланс мощностей при частоте 49,9 Гц, МВт	Коэффициент статизма k , %
ГЭС	1000	1100	10
КЭС	500	525	5
ТЭЦ	300	306	2
ЭЭС	1800	1931	—

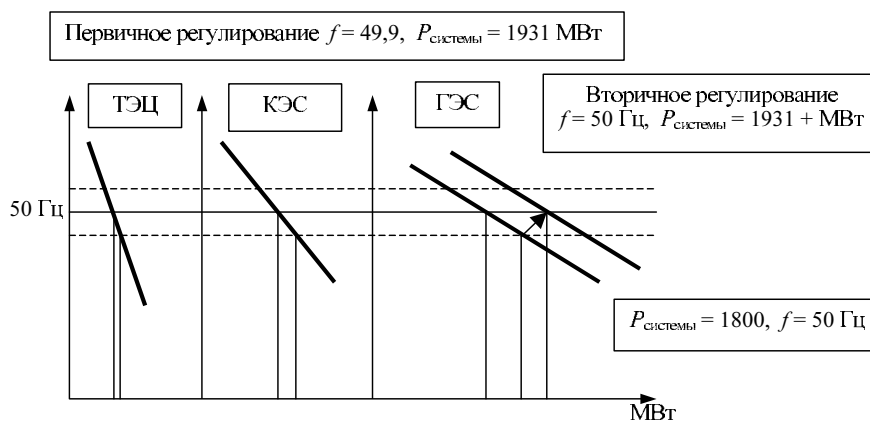


Рис. 7А. Иллюстрация процесса регулирования мощности станций и системы



Первичное регулирование. Зададимся статизмом: ГЭС – 10 %, КЭС – 5 %, ТЭЦ – 2 %. Тогда при отклонении частоты на 0,1 Гц можно определить изменение мощности станций (табл. 7А). При снижении частоты до 49,9 мощности станций увеличиваются. Для ГЭС на $1000 \cdot 0,1 = 100$ МВт, для КЭС на $500 \cdot 0,05 = 25$ МВт, для ТЭЦ на $300 \cdot 0,02 = 6$ МВт. Суммарная нагрузка ЭЭС при этом может увеличиться на 131 МВт. Если нагрузка может изменяться на большую величину, например на 236 МВт, то мощности будут возрастать в соответствии с заданным статизмом. Видно, что реакция станций на изменение нагрузки будет различной и зависит от величин статизма. Чем больше статизм, тем больше станция реагирует на изменение частоты системы. Если станция не участвует в регулировании частоты, то ее статизм должен быть сравнительно большой и наоборот. Видно, что реакция станций на изменение нагрузки будет различной и зависит от величин статизма.

Вторичное регулирование частоты. Чтобы все изменения мощности в пределах частотного резерва брала на себе станция, регулирующая частоту, производят вторичное регулирование частоты. Наилучшей частото-регулирующей станцией является ГЭС. Она ведет и первичное и вторичное регулирование. При параллельной работе станций изменение ее мощности достигается при перемещении характеристик регулирования мощности агрегатов. Соответственно меняется и положение характеристики станции

Задание на самостоятельную работу. Как изменится баланс при увеличении частоты системы до 50,1 Гц?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 7

Поскольку требования к качеству электроэнергии по частоте и активной мощности имеют исключительную важность для нормальной работы электроприемников, они определяются ГОСТами.

В системе решается ряд режимных задач, которые направлены на поддержание качества. Выбираются резервы активной и реактивной мощности. Создаются системы автоматического и диспетчерского регулирования. Разрабатываются и корректируются планы управления частотой и напряжением. Основные задачи хорошо разработаны, и имеется многолетний положительный опыт их решения.

Оптимизация балансов реактивных мощностей занимает важное место в снижении эксплуатационных затрат.



ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое качество электрической энергии?
2. Какие показатели характеризуют качество электроэнергии по частоте?
Почему имеется ГОСТ на показатели качества электроэнергии по частоте?
3. Какие показатели характеризуют качество электроэнергии по напряжению? Почему имеется ГОСТ на показатели качества электроэнергии по напряжению?
4. Каким образом поддерживается частота системы?
5. Почему меняется частота в системе?
6. Что такое АРС? Какую характеристику регулирования имеет АРС?
7. Какие электростанции участвуют в первичном и вторичном регулировании частоты?
8. Как определяются затраты на поддержание качества электроэнергии по частоте?
9. Назовите средства регулирования напряжения.
10. Почему меняется напряжение в системе?
11. Как поддерживается качество напряжения в системе и у потребителей?
12. Какие составляющие затрат определяются при оценке стоимости поддержания напряжения?

? На какие агрегаты электростанций влияет частота, а на какие – напряжение? Может ли это понизить надежность работы электрических станций?

Раздел 2

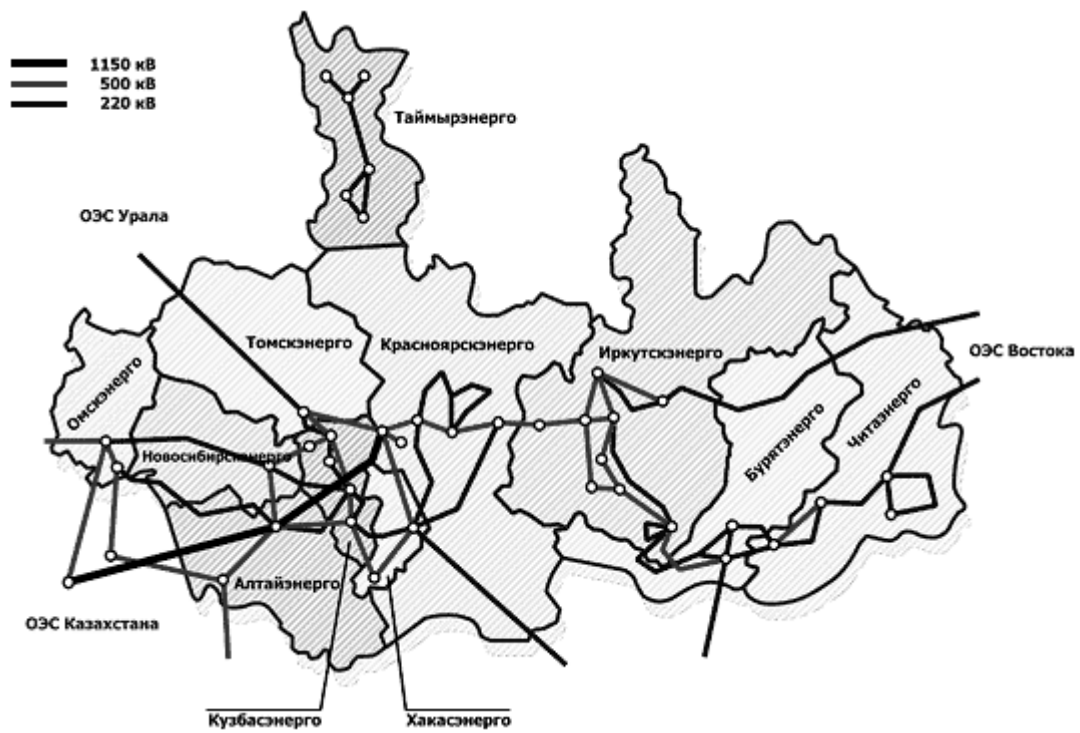
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

Оптимизация режимов энергосистем и электростанций – это один из разделов теории и методов управления энергетическими системами. Многие работы отечественных и зарубежных ученых посвящены ее решению. Созданы математические модели и методы решения различных задач управления режимами. Разработаны алгоритмы и программы расчетов, созданы вычислительные и управляющие системы, получен большой практический опыт их использования.

Методы решения режимных задач разрабатывались в СССР с 1930 г., когда начали создаваться первые электроэнергетические системы страны. Они постоянно совершенствовались по мере развития энергетики. К настоящему времени имеется большой арсенал разработок в области оптимизации режимов систем. Фундаментальные разработки в этой области выполнены многими учеными, в том числе В.М. Горнштейном, И.М. Марковичем, Н.А. Мельниковым, В.А. Венниковым, Д.А. Арзамасцевым, Л.А. Крумом, А.З. Гамом и многими другими. В связи с созданием электроэнергетического рынка и изменением форм собственности в энергетике множество режимных задач изменилось и появились задачи с новым содержанием.

К созданию методов и алгоритмов решения современных задач оптимизации режимов привлечено большое внимание инженеров и научных работников, о чем свидетельствуют многочисленные публикации.

Современный инженер должен иметь эти знания и использовать их в своей работе.



Объединенная энергосистема Сибири

1. Как эквивалентруется схема системы для ОЭС?
2. Влияет ли эквивалентирование схемы системы на точность расчетов?
3. Как потери в сетях ЕЭС распределяются по региональным системам?



Глава 8

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Краткое содержание главы

Базовые положения теории решения задач управления режимами
Принципы методологических основ управления
Системы в энергетике

8.1. БАЗОВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ

Рассматривая задачи управления режимами ЭЭС на основе математического аппарата оптимизации, необходимо использовать основные положения теории управления режимами.

Теория имеет три градации.

- Первая – методология, принципы. Это фундамент теории.
- Вторая – моделирование, разработка моделей различного типа, позволяющих формализовать процесс познания.
- Третья – методы исследования, в которых формализуются модели различных задач. Это конкретные и часто прикладные задачи.

Теория, концепции и принципы управления энергетикой широко рассматривались с позиции больших систем энергетики (БСЭ), и в энергетической науке появилось самостоятельное направление – теория управления энергетикой [1, 4, 5, 9 и др.].

Концепция теории управления базируется на положениях работы Л.А. Мелентьева [89]: 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. Они служат основой для конкретных разработок любой прикладной задачи независимо от ее масштабов и содержания.

Управление локальной электроэнергетической системой базируется на совокупности физических процессов (фундаментальных законах природы: электротехники, теплопередачи, термодинамики, гидравлики, законе преобразования энергии, законе горения). Законы реализуются с помощью техники и технологии, у которых на входе и выходе находится информация. Интересы людей также учитываются в виде информации, и появляются информационные процессы.

Создать единую теорию управления режимами, в которой есть теоретические законы, общественно-экономические законы и информационные процессы, невозможно. Поэтому многие видные ученые в энергетике декларируют, что единой теории управления системами энергетики нет. Под понятием «теория управления» мыслятся конкретные научные принципы, позволяющие решать определенные виды задач для системы, обладающей конкретными свойствами. Эта теория часто подразумевает информационное управление, которое активно развивается: Интернет, нейронные сети, поиск решения в условиях неопределенности и многие другие направления.

Научные основы управления режимами ЭЭС (рис. 8.1). В схеме представлено четыре основных блока, которые отражают теоретическую картину решения режимных задач.

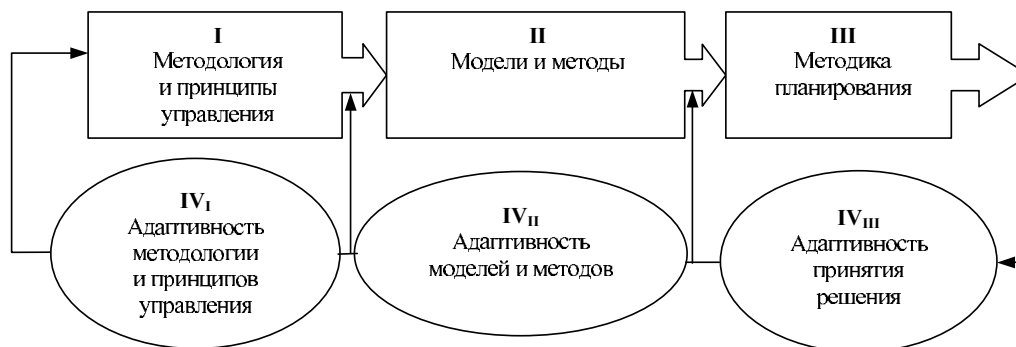


Рис. 8.1. Схема основных блоков при разработке задач планирования режимов ЭЭС

Очень важную роль играет четвертый (IV) блок – адаптивность. Неопределенность – это объективная реальность для среды, в которой функционирует ЭЭС. Поэтому без адаптивности решение будет либо приближенным, либо вообще неправильным. Блок адаптивности является обратной связью между выходом и входом, причем она может быть для отдельных концептуальных блоков I, II и III, или как цепочка от любого последующего блока к предыдущему.



Обобщенная схема применения научных принципов к решению режимных задач. Приводится три схемы:

- 1) схема, отражающая свойства объекта управления (рис. 8.2). Она позволяет в совокупности рассматривать основные положения теории управления;
- 2) схема, отражающая моделирование задач (рис. 8.3);
- 3) схема, отражающая адаптацию планов (рис. 8.4).

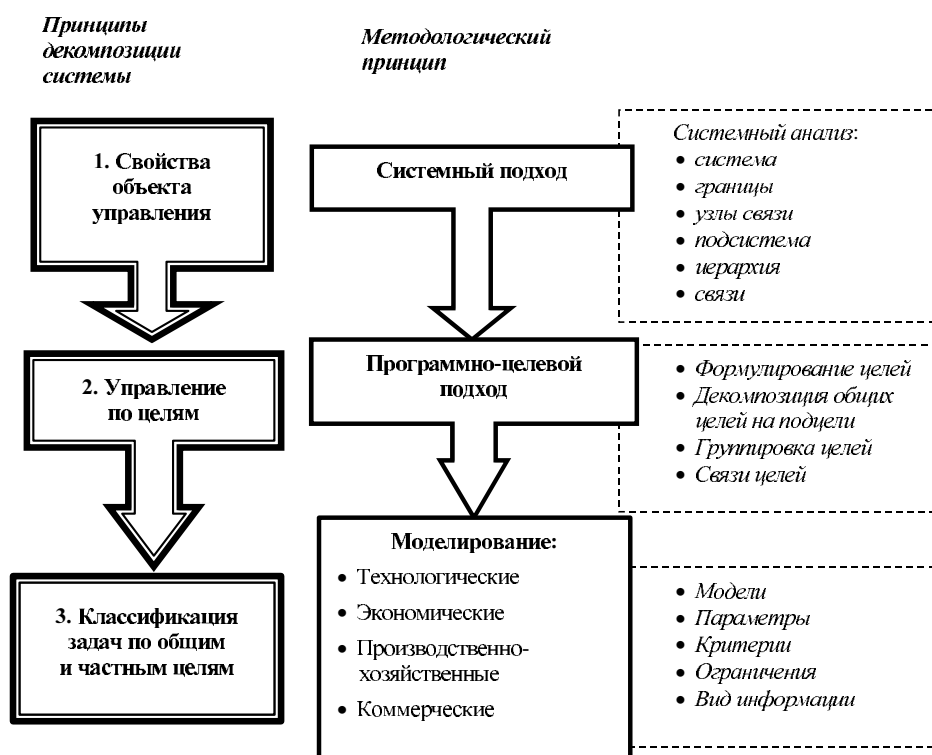


Рис. 8.2. Схема свойств объекта управления

Чтобы решить вопрос о преимуществах той или иной модели оптимизации или каких-то принципов определения режимов, необходимо их сравнить и оценить, какой эффект дает оптимизация.

Хорошо известен тезис: «Без информации нет управления». Воплотить формальную модель можно только при соответствующем информационном обеспечении, и это связано с переходом от данных к информации. Если рассматривается процесс в динамике, то неперенным условием будет прогнозирование информационных процессов. И в разных задачах используются совершенно разные методы прогнозирования.

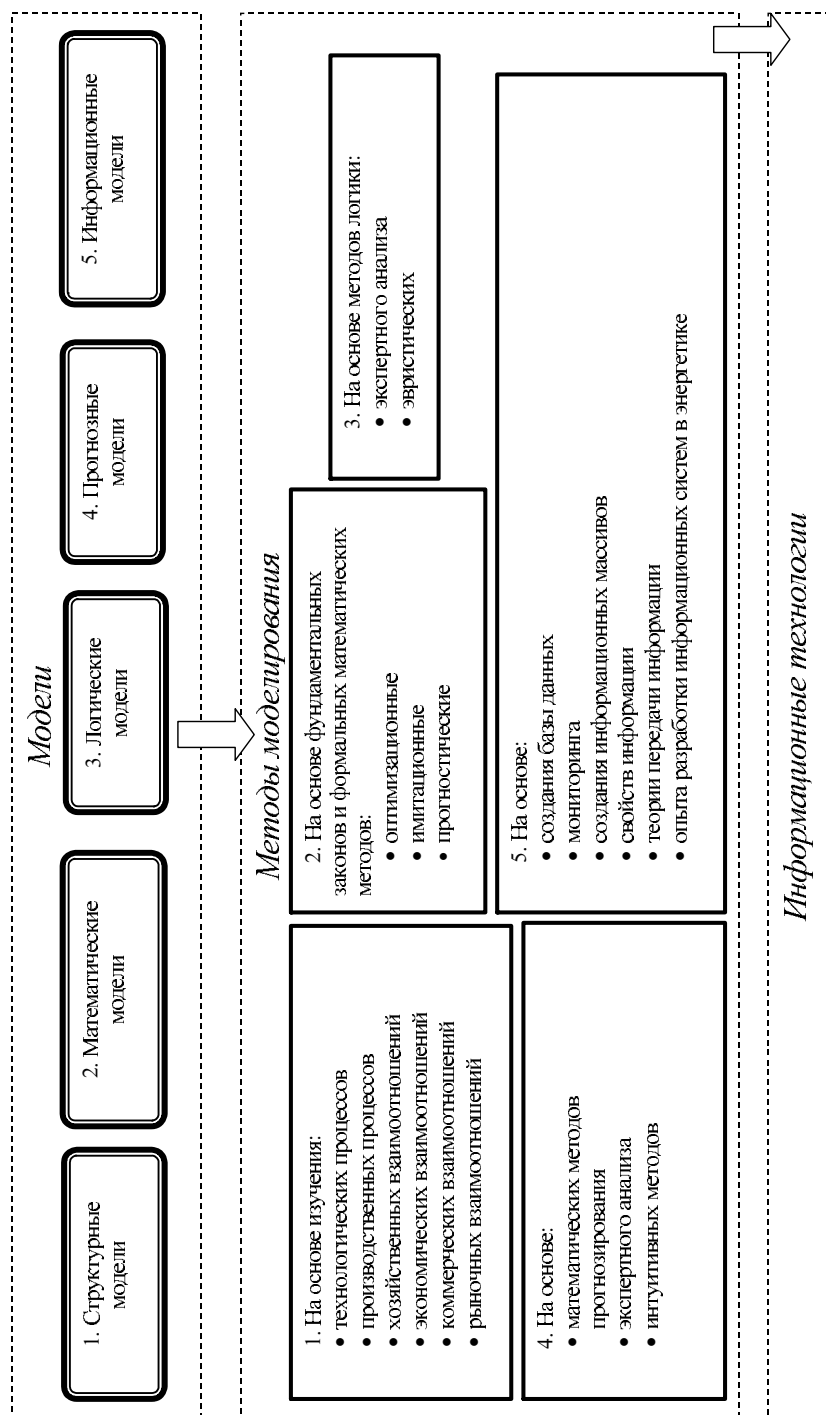


Рис. 8.3. Схема моделирования



*Поправки к первоначальному
решению*

Модели расчетов

Автоматизация расчетов

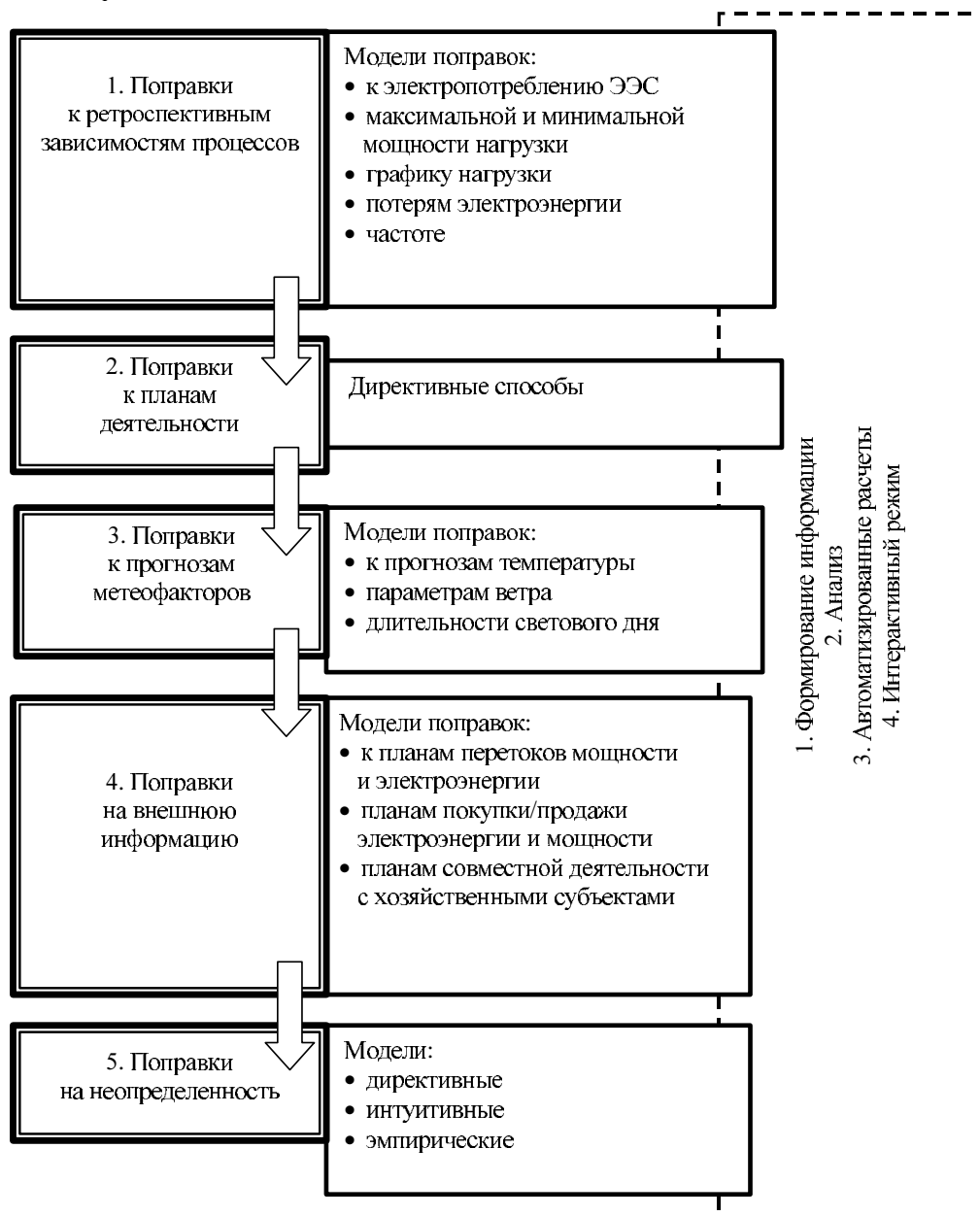


Рис. 8.4. Пример схемы адаптации

Информационные модели являются важнейшими элементами алгоритмизации задач и получения соответствующего решения. Решения по управлению режимами принимаются с учетом возможностей информационных систем. Этот блок включает информационный сервис принятия решений с учетом расчетных рекомендаций и неопределенности.

8.2. ПРИНЦИПЫ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ОСНОВ УПРАВЛЕНИЯ

Наиболее общие методологические основы управления: системный подход, программно-целевой подход; перспективный подход; моделирование задач и процессов; кибернетические принципы управления; создание информационно-вычислительных комплексов и компьютерных технологий как базового фундамента управления системами.

Системный подход

Системный подход – это фундаментальный методологический принцип научного познания систем. Он широко применяется для различных систем: биологических, космических и других. В энергетике системный подход всегда широко использовался, начиная с плана ГОЭЛРО и до настоящего времени, для изучения ее технических систем, систем топливно-энергетических ресурсов.

Основные положения системного подхода. В его основу положен принцип рассмотрения объекта как системы – целостного объекта. Изучение всех свойств системы позволяет создать единую теоретическую картину, выявить многообразные связи внутри системы и получить содержательные модели, а затем приступить к их математическому моделированию.

В литературе системным свойствам энергетики уделено большое внимание. Рыночные условия только усилили значимость системного подхода как базы научного познания энергетики, поскольку видоизменили структуру, связи и поведение системы (рис. 8.5).

Системные свойства энергетики

- Большая искусственная система.
- Сложная внутренняя структура, открытость и подверженность изменениям.
- Разнообразие технологических процессов и техники.
- Динамичность.
- Вероятностные и неопределенные ситуации функционирования.



• Тесные взаимосвязи с социальными, экономическими и политическими системами государства, регионов, зон электроснабжения. Макро- и микросреда существенно влияет на управление системами энергетики. Энергетика – это сфера бизнеса, что накладывает определенные ограничения на ее развитие и функционирование.

- Отрицательное влияние на окружающую среду.

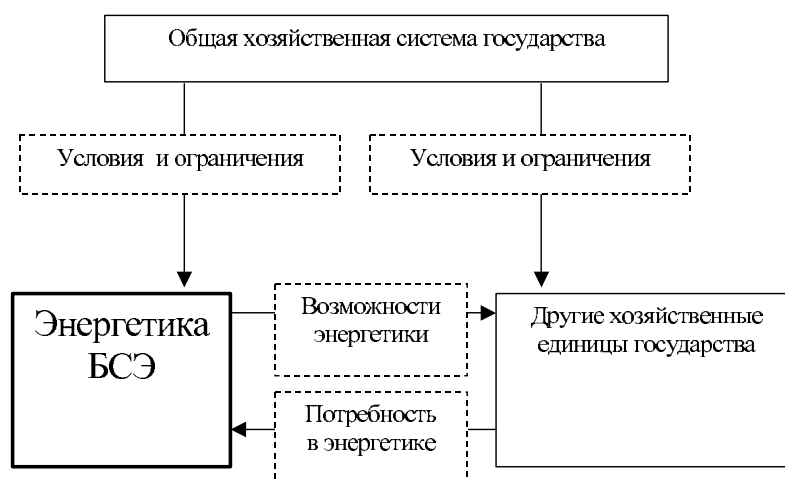


Рис. 8.5. Связи энергетики с другими системами государства

Системы постоянно развиваются, и в последние 15 лет в России они приобрели новые свойства, связанные с различными причинами, главная из которых – изменение экономической основы государства и переход его от плановой экономики к рыночной. Это существенно усложнило свойства систем: расширились границы систем, появились новые связи с макросредой государства и мира, с хозяйственными объектами микросреды, и это требует развития существующей теории и методов управления электроэнергетикой.

Необходимо отметить, что, с одной стороны, понятие системы стало более широким, но, с другой стороны, необходимо учитывать многие частности, присущие отдельным элементам (узлам) системы. Эти частности позволяют построить систему управления как комплексную систему технического, экономического, хозяйственного и коммерческого объекта.

Основные положения системного подхода общеизвестны, и методика их применения постоянно развивается.

Строение системы. Система – это целое, состоящее из упорядоченных частей. Исследуемая система всегда является подсистемой более высокого

уровня. Частями системы могут быть подсистемы, узлы, зоны, элементы. Их нельзя рассматривать изолированно, поскольку они могут менять свое положение. Одна и та же часть в различных задачах может быть системой, подсистемой, элементом. Части системы иерархичны. Это позволяет упорядочить их и управлять системой. Иерархичные системы имеют многоуровневую структуру.

Система рассматривается в целом – это не простая сумма частей, а их единство.

1. *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.

2. *Границы системы.* Для того чтобы выделить границы, надо сформулировать цель. Если границы определены неверно, то неверными будут и 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.

3. *Цели функционирования.* Для системы должны быть заданы цели. Они могут быть достигнуты не единственным путем. Управление всегда ситуационно. В зависимости от обстоятельств надо найти оптимальный способ. При достижении цели применяются принципы ситуационного управления. Все части системы должны служить общей цели.

4. *Информационные характеристики системы.* Системы, открытые по информации, имеют входящую и выходящую информационную обратную связь. В этом случае можно управлять ее состоянием в зависимости от результатов конечной деятельности. Информационной характеристикой служит энтропия системы. Система не должна подвергаться иссяканию. В большинстве случаев система функционирует в условиях неполноты и недостаточной достоверности исходной информации.

5. *Устойчивость системы.* Система должна быть устойчива в статике и в динамике. Открытые системы всегда со временем стремятся к усложнению. Растет число узлов и связей. Расширяются границы. Динамическая устойчивость при этом может быть нарушена. В какой-то момент система может стать неуправляемой и потерять устойчивость. Сохранение устойчивости обычно связано с методом обобщения свойств и параметров системы, с эквивалентированием частей, агрегированием характеристик объектов. Это позволяет понизить размерность задач и построить структуру системы.



8.3. СИСТЕМЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Виды систем в энергетике изменились. Основные изменения выражаются в следующем.

1. Появилось множество взаимосвязанных систем с разными целями функционирования.
2. Единство всех соответствует определенным организационным решениям, которые могут меняться.
3. Управление совокупностью систем стало многокритериальной задачей.
4. Появилось много иерархических уровней управления.
5. Взаимодействие систем осуществляется на основе фундаментальных теоретических законов, экономических законов хозяйственной деятельности, общественных закономерностей государства.
6. Необходимо разрабатывать принципы координации взаимодействия между всеми элементами.
7. Возросла неопределенность функционирования систем за счет рыночных факторов.

Моделирование систем

Для задач, которые решаются для систем энергетики, чаще всего применяются следующие модели управления режимами ЭЭС, модели для станций, для энергосистем, для отдельных процессов.

1. *Структурно-логическая модель.* Область моделирования – организация управления отраслью, энергетическими предприятиями, фирмами, производственными процессами. Главное назначение этих моделей – определить взаимодействие управленческих звеньев или хозяйственных объектов, выявить содержание и количественные характеристики связей между ними. Без такой модели нельзя исследовать бизнес-процесс. Обычно структурно-логические модели создаются на основе аппарата логики и экспертного анализа.

2. *Технологическая модель.* Модель отражает работу техники и технологические процессы. Они модифицируются в соответствии с современными целями и содержанием задач, и часто это становится основой алгоритмизации расчетов.

3. *Информационная модель.* Информационная модель формируется из массивов данных. Обычно при этом используются аппарат статистического анализа, вычислительные эксперименты и др. В работах по АСУ эта модель достаточно полно описана и для стадии первичной обработки информации (с проверкой ее достоверности), и на стадии вторичной обработки информации

(с преобразованием ее к тому виду, который используется в программах решения задач) [3, 107]. Важно также отметить, что информационная модель отражает природу возникновения информации и ее свойства: детерминированная, вероятностная, неопределенная, частично неопределенная.

4. *Математическая модель задачи.* Математическая модель дает инструментарий формализации задачи. Она стала основой компьютерных технологий.

5. *Особые модели* – удлинения рядов информации, построения вероятностных законов и др.

Все названные модели часто используются в совокупности.

Управляющие информационно-вычислительные системы в энергетике

Как уже указывалось в гл. 1, системы управления в энергетике появились сразу, как только были созданы первые ЭВМ [4, 5, 7, 10]. Эти наработки и сейчас служат основой алгоритмизации для многих задач и разработки вычислительных технологий. Однако техническая база имеет радикально новые свойства по сравнению с первыми ЭВМ и позволяет решать задачи управления на новом научном уровне, т. е. обеспечивает использование почти любого математического аппарата, сервисный и интерактивный режимы. Кроме того, она дает возможность глубоко исследовать имеющиеся свойства системы и прогнозировать их в будущем, обеспечить адаптивный режим и самообучение. Этих возможностей в прежних АСУ не было и не могло быть.

Главное, что сегодня компьютерные системы (КС) – это не только инструментарий расчетов, это идеология интеллектуального управления. Если методологические принципы (системный и программно-целевой подход, а также моделирование) отражали научную сущность проблемы управления режимами ЭЭС, то КС – это возможности реализации таких принципов. Алгоритмическая связанность задач определяется технологическим и производственным процессами, и сейчас появились новые методы и средства моделирования.

1. Создание единой базы данных со свободным доступом к ней из всех узлов КС, что в прошлом было невозможно из-за недостаточного быстродействия и ограниченной памяти ЭВМ.

2. Использование принципа интерактивного режима для выработки решения – обязательное условие для неопределенной среды.



3. Обеспечение сервиса, который стал залогом успешного использования КС, а это вызывает необходимость создания интерфейсов.

Интерактивный режим. От человека зависят алгоритмизация задачи, информационная и структурная модели системы и многое другое. Все это элементы интерактивного режима.

Для того чтобы интерактивный режим был интеллектуальным, а не зависел от свободных решений человека, в компьютерную систему должны быть включены специальные модули внешнего математического обеспечения, которые позволяют прогнозировать, имитировать, оптимизировать и др. Это могло бы происходить автоматически, если исключить неопределенность. В интерактивном режиме включены специальные процедуры учета неопределенности. Таким образом, кибернетические принципы позволяют создать интерактивную систему с интеллектуальными свойствами.

Все положения базовые, рассмотрены очень схематично, но при использовании математических методов решения режимных задач они должны учитываться.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 8

Краткие положения, приведенные в этой главе, учитываются во всех последующих главах раздела 2.

Под «теорией управления» мыслятся конкретные научные принципы, позволяющие решать определенные виды задач для системы, обладающей конкретными свойствами. К настоящему времени существенно изменились свойства систем, а следовательно, и задачи, модели и методы решения. Это говорит о необходимости развития теории и методологии управления с использованием тех фундаментальных положений, которые были разработаны ранее: изучение свойств систем; использование уточненных методов управления, которые в настоящее время позволят повысить эффективность решения режимных задач; использование расчетных средств компьютерных технологий. Новым направлением является использование кибернетических принципов управления.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Знать теорию желательно, но не обязательно, чтобы выполнять действия. К чему может привести знание и к чему – незнание?
2. Поясните элементы строения системы на основе системного подхода.

3. Как определить границы системы, что при этом надо знать?
4. От каких факторов зависят свойства системы во времени?
5. Как формируются положения программно-целевого подхода? Кто определяет цель и кто составляет программу?
6. Как выбираются виды математических моделей? Влияют ли математические модели на свойства системы и на цели?
7. Для чего при математическом моделировании необходимо использовать компьютерные технологии?
8. Попробуйте для какой-либо режимной задачи определить вид математических моделей.

? Назовите основные свойства ЭЭС как системы.



Глава 9

ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

Краткое содержание главы

Оптимальное управление режимами
Математическая формулировка задач оптимизации
Методы нелинейного программирования
Градиентный метод
Метод неопределенных множителей Лагранжа
Эффективность управления
Научные принципы решения задач оптимизации режимов
Информационное моделирование режимных задач
Задачи и модели оптимизации режимов

9.1. ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ

Слово «оптимальный» должно означать, что некий объект (процесс) лучше, чем другие объекты (процессы), отвечает определенным показателям – *критериям оптимальности*. Таким образом, понятие оптимальности относительно. Оно связано со сравнением между собой (по тем или иным показателям) объектов или процессов.

Когда в 20-х годах XX века эти задачи впервые стали актуальны для энергетики, они решались на основе известных в то время математических методов определения экстремумов функций и функционалов посредством исследования аналитических связей между отдельными параметрами (переменными), характеризующими процесс. При решении этих задач нашел применение прежде всего метод Лагранжа. Он позволяет отыскать условный (относительный) экстремум непрерывной функции, являющейся максимумом или минимумом при выполнении дополнительных условий в форме равенств (уравнений связи).

Впоследствии наиболее широко стали применять градиентные методы [4, 3, 5]. Они лишены недостатков, свойственных методу неопределенных множителей Лагранжа, и обладают вычислительными преимуществами.

Методы вариационного исчисления не дают возможности получать решение одноэкстремальных задач, если в качестве дополнительных условий (ограничений) заданы ограничения в форме неравенств. В то же время во всех областях техники, в том числе и в энергетике, возникла необходимость вводить все большее количество ограничивающих условий в виде неравенств. Это потребовало разработки прикладных алгоритмов и также стимулировало появление специальных методов, позволяющих просматривать и сравнивать (перебирать) возможные многочисленные варианты оптимальных путей поведения объекта управления.

Задачи оптимизации в энергетике стали сводиться к операционным задачам – проведению некоторых операций, т. е. реализации системы действий, объединенных единым замыслом и направленных на достижение определенной цели. Степень ее достижения описывается некоторой функцией (целевой функцией или критерием), принимающей действительные числовые значения. Если эта функция сформулирована математически, то цель операции заключается в получении экстремума этой функции – целевой функции. Для воздействия на эту функцию в желательном направлении имеются определенные активные средства – управляемые параметры, с помощью которых можно влиять на выходные параметры, являющиеся аргументами целевой функции. На результат операции влияют также неуправляемые параметры, определяющие условия, в которых проводится операция.

Необходимо также знать зависимости, выражающие ограничения в форме равенств и неравенств. Величины управляемых параметров, для которых выполняются указанные ограничения, называются допустимыми решениями. Задача оптимизации процесса, или, как упрощенно говорят, «оптимизация», заключается в нахождении методики, позволяющей из множества допустимых решений выбрать такие, при которых значения управляемых параметров удовлетворяют заданным ограничениям и обращают в максимум или минимум целевую функцию. При сложной структуре математической модели, содержащей большое число управляемых и входных параметров, при нелинейности целевой функции, дискретности переменных, функциональных связях управляемых или выходных параметров весьма трудно получить оптимальное решение.

Общие методы нахождения экстремума функции при наличии ограничений рассматриваются с использованием теории математического программирования. Этот раздел математики включает линейное программирование, нелинейное программирование, динамическое программирование, стохастическое программирование. Термин «программирование» исторически возник в русском языке в результате неточного перевода английского слова programming. Пра-



вильное значение этого слова – составление планов, планирование. Следовательно, перевод этого термина должен быть не «программирование», а «планирование», что более точно отражало бы сущность этого понятия.

Широко применять на практике методы оптимизации стали после появления ЭВМ. Именно на их основе создавались и развивались методы, позволяющие находить экстремум исследуемой функции или функционала различными путями. Вначале использовали наиболее простые численные методы оптимизации для нахождения экстремума при переборе различных сочетаний значений независимых переменных и вычислении соответствующих им значений целевой функции. Аналитическая зависимость функций от аргумента может быть при этом неизвестна. Однако перебор возможных вариантов очень сложен и даже при применении быстродействующих вычислительных машин требует много времени. Поэтому для решения практических задач особый интерес вызвали методы математического программирования, о которых говорилось выше. Методы эти обладают свойствами, позволяющими проводить *упорядоченный перебор вариантов*.

Американский ученый Р. Беллман предложил метод решения ряда многоэкстремальных задач, названный им динамическим программированием. В этом методе оптимизация рассматривается как многошаговый процесс: решение ищется не сразу, а последовательно, шаг за шагом. Это дает возможность во много раз сократить объем вычислений и определить глобальный минимум в многоэкстремальных задачах. Метод динамического программирования предполагает последовательный анализ вариантов, проводимый с использованием процедур, основанных на косвенных оценках, чтобы отбросить все те допустимые решения, среди которых не может быть оптимального. По мере выполнения этих процедур происходит постепенное уменьшение количества конкурентоспособных вариантов, и в конце концов остается один или несколько, которые непосредственно сравниваются между собой.

Появились также методы решения задач оптимизации, основанные на теории игр, которые особенно успешно используются в конфликтных ситуациях, когда интересы двух (или более) сторон противоположны или несовместимы. Теория игр, которая зародилась еще в XVII веке одновременно с теорией вероятности, как самостоятельная математическая дисциплина сформировалась в XX веке после появления работ американских ученых Д. Фоннеймана и О. Моргенштерна и стала применяться в энергетических задачах.

Кроме приведенного метода, для характеристики неопределенности используются и другие оценки: риск при выборе того или иного решения, среднеарифметический эффект и др. Различные критерии приводят к выбору различных решений. Надо учесть, что ни один из критериев не вызывает полного



доверия, так как они не могут полностью устранить неопределенность в принятии решения. Поэтому окончательный вариант решения выбирают, привлекая экспертные оценки, интуитивные соображения и другие приемы.

9.2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ

В общем случае задача оптимизации формулируется как задача математического программирования следующим образом. Дана целевая функция нескольких переменных

$$F = F(Z). \quad (9.1)$$

Эти переменные связаны между собой уравнениями

$$W(Z) = 0. \quad (9.2)$$

Уравнения вида (9.2) будем называть ограничениями типа равенств.

Переменные могут быть связаны неравенствами

$$h(Z) \geq 0. \quad (9.3)$$

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

$$Z_{\min} \leq Z \leq Z_{\max}. \quad (9.4)$$

Если целевая функция и ограничения линейны, то задачу можно решать методами линейного программирования [2]. 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. 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 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 оптимизационных задач принимают, что переменные не являются дискретными или целочисленными, и сводят их к непрерывным.

Переменные Z разделяются на два подмножества: X и Y . Подмножество X включает независимые переменные, т. е. те параметры, которые можно регулировать. 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

$$Z(X, Y) = Z(Y(X), X), \quad (9.5)$$

где $Y = Y_1, \dots, Y_m$, а $X = X_1, \dots, X_n$. Отсюда

$$F(X, Y) = F(X_1, \dots, X_n, Y_1, \dots, Y_m) \quad (9.6)$$

и ограничения типа равенств принимают вид

$$\left. \begin{aligned} w_1(X_1, \dots, X_n, Y_1, \dots, Y_m) &= 0 \\ \dots \\ w_m(X_1, \dots, X_n, Y_1, \dots, Y_m) &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (9.7)$$

Из этой системы определяются зависимые переменные. Их число должно быть равно числу уравнений ограничений.

Оптимальный режим должен удовлетворять системе ограничений типа неравенств, которые накладываются на независимые и зависимые переменные:

$$X_{i\min} \leq X_i \leq X_{i\max} ; \quad (9.8)$$

$$Y_{j\min} \leq Y_j \leq Y_{j\max} , \quad (9.9)$$

а также системе ограничений на функциональные зависимости, т. е. на переменные, зависящие от X и Y :

$$h_{k\min} \leq h_k(X, Y) \leq h_{k\max} . \quad (9.10)$$

Введем некоторые понятия и посмотрим подходы к решению этой задачи. 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. 9.1 они показаны для двумерной задачи.

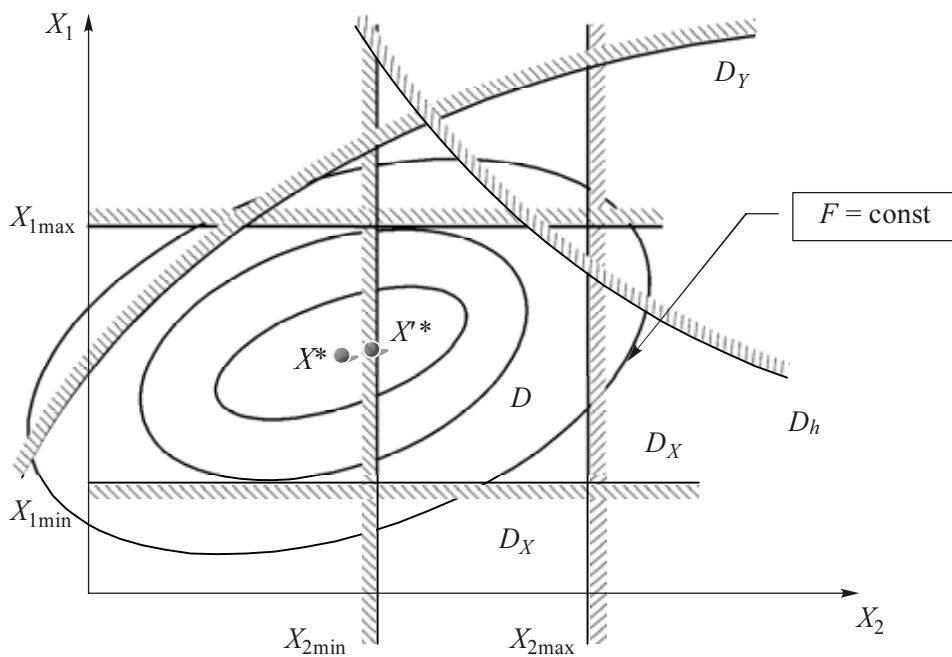


Рис. 9.1. Область допустимых значений



Каждая из систем неравенств (9.8)–(9.10) образует 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 представляют собой допустимые области от зависимых и функциональных ограничений. Но есть общая, результирующая область B , 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. 9.1). 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 глобально. 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 глобального оптимума). 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 проблема отыскания глобального минимума среди локальных не возникает.

9.3. МЕТОДЫ НЕЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ [2]

Суть всех методов нелинейного программирования – в построении последовательности точек $X^0, X^1, X^2, \dots, X^k$, стремящихся к X^* -экстремуму F (рис. 9.2). Здесь X – вектор независимых переменных размерностью n ; X^0 – вектор переменных начального (исходного) приближения.

Строить эти последовательные траектории надо 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.



Сначала рассмотрим методы отыскания абсолютного экстремума, поскольку они имеют первостепенное значение в нелинейном программировании. Затем рассмотрим методы учета типа равенств и неравенств.

9.4. ГРАДИЕНТНЫЙ МЕТОД

Если в точке X^0 (рис. 9.2) 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 наилучшее из возможных направлений убывания $F(X^0)$.

В градиентном методе движение всегда осуществляется в направлении наибольшего убывания целевой функции:

$$\Delta X^i = -\text{grad } F(X^i) = -\nabla F(X^i). \quad (9.12)$$

Вектор градиента определяется через производные $F(X)$ по всем n -независимым переменным:

$$\nabla F = \begin{pmatrix} \frac{dF}{dX_1} \\ \dots \\ \frac{dF}{dX_n} \end{pmatrix}. \quad (9.13)$$

Чтобы воспользоваться рекуррентным выражением градиентного метода

$$X^{i+1} = X^i - t^i \nabla F(X^i), \quad (9.14)$$

необходимо на каждом шаге итерационного процесса вычислять по соответствующим аналитическим выражениям значения производных $\frac{dF}{dX_j}$.

На рис. 9.3 показана траектория наискорейшего спуска к минимуму функции по градиентному методу.

Критерий окончания расчета основан на сравнении значений целевой функции на двух соседних интервалах.

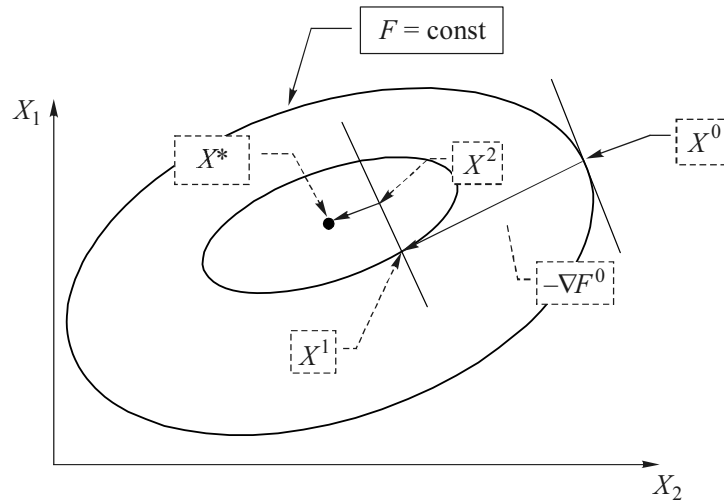


Рис. 9.3. Траектория наискорейшего спуска

Если убывание целевой функции мало, т. е.

$$|F^{i+1} - F^i| \leq \varepsilon, \quad (9.15)$$

где ε – некоторая заданная малая величина, определяющая точность расчета, то найдено приближенное значение минимума.

Это достаточно просто организованный контроль сходимости, но в случаях функций с оврагом он не позволяет приблизиться к экстремуму.

Более строгой будет проверка длины градиента

$$|\nabla F| = \sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial F}{\partial X_j} \right)^2}, \quad (9.16)$$

которая сравнивается с заданной малой величиной

$$|\nabla F| \leq \varepsilon, \quad (9.17)$$

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. 9.3, на



каждой итерации надо определить оптимальную длину шага, который 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

$$F^{i+1} \leq F^i. \quad (9.18)$$

Если условие не выполняется, то следует уменьшить длину шага

$$t = \frac{t_{\text{исх}}}{a}, \quad (9.19)$$

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 (9.18). 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 получить оптимальный шаг, так как он вычисляется из условия минимизации 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 $F(t) = F(X^i + t\Delta X_k^i)$, имеющую один экстремум для унимодальной функции. При заданных X^i и найденном ΔX^i F есть функция одной переменной t (рис. 9.4).

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 $\left(\frac{\partial F(t)}{\partial t} = 0\right)$ и решить уравнения относительно t .

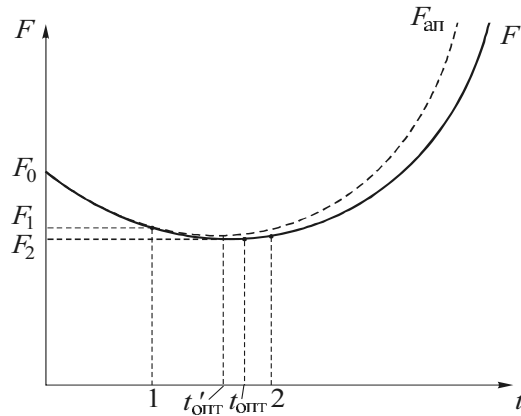


Рис. 9.4. Определение оптимального коэффициента t

Однако получение такой зависимости может быть сложным, а сама она нелинейной. Поэтому используют аппроксимацию функции, т. е. заменяют функцию более простой, минимум которой найти проще. Чаще всего $F(t)$ аппроксимируют полиномом 2-й степени – параболой ($F_{\text{ап}}$ на рис. 9.4).

$$F_{\text{ап}} = at^2 + bt + c. \quad (9.20)$$

Далее находят минимум параболы $t'_{\text{опт}}$ и распространяют это решение на саму функцию, минимум которой в точке $t_{\text{опт}}$:

$$\frac{\partial F_{\text{ап}}}{\partial t} = 2at + b = 0, \quad (9.21)$$

откуда

$$t'_{\text{опт}} = -\frac{b}{2a}. \quad (9.22)$$

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:

$$\left. \begin{aligned} F_0 &= c, \\ F_1 &= a + b + c, \\ F_2 &= 4a + 2b + c. \end{aligned} \right\} \quad (9.23)$$

Решая их, находим a , b , c и затем

$$t'_{\text{опт}} = -\frac{b}{2a} = \frac{3F_0 - 4F_1 + F_2}{2F_0 - 4F_1 + 2F_2}. \quad (9.24)$$

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.

9.5. МЕТОД НЕОПРЕДЕЛЕННЫХ МНОЖИТЕЛЕЙ ЛАГРАНЖА [2–6]

Все рассмотренные 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 может быть 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

$$\min F(x, y), \quad (9.25)$$

где x и y – векторы независимых и зависимых переменных соответственно.

Связь между ними выражается системой уравнений, записанной в виде вектор-функции

$$\varphi(x, y) = 0, \quad (9.26)$$

число которых равно числу зависимых переменных y .

Уравнение (9.26) можно разрешить относительно x как функцию от y .

Конечно, на практике может оказаться трудно или даже невозможно найти явный вид функции $y(x)$. При выполнении определенных условий дифференцируемости производная неявной функции $y(x)$ имеет вид

$$\frac{\partial y}{\partial x} = - \left[\frac{\partial \varphi}{\partial y} \right]^{-1} \frac{\partial \varphi}{\partial x}, \quad (9.27)$$

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

$$\frac{dF}{dx} = \frac{\partial F}{\partial x} + \left[\frac{\partial y}{\partial x} \right]^T \frac{\partial F}{\partial y} = 0. \quad (9.28)$$

Вектор производных целевой функции по независимым переменным $\frac{dF}{dx}$ называется *приведенным градиентом* [11]. С учетом (9.27)

$$\frac{dF}{dx} = \frac{\partial F}{\partial x} - \left(\frac{\partial F}{\partial y} \left[\frac{\partial \varphi}{\partial y} \right]^{-1} \left[\frac{\partial \varphi}{\partial x} \right] \right)^T = 0. \quad (9.29)$$

Вектор $\frac{dF}{dx}$ рассматривается как возможное направление, в котором учет на связь между переменными (9.26) и используется в рекуррентном выражении итерационной процедуры градиентного метода (9.14). Реализацию метода приведенного градиента рассмотрим в следующей главе.

Для учета ограничений типа равенств при решении задач оптимизации широко применяется также *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:

$$L(x, y, \lambda) = F(x, y) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \varphi_j(x, y), \quad (9.30)$$

где m – число уравнений связи; λ_j – множители Лагранжа, число которых равно числу уравнений связи $\varphi(x, y) = 0$.

Приравнявая к нулю все производные по всем переменным x_i, y_s, λ_j , которые рассматриваются как независимые, находим экстремум функции Лагранжа:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_i} &= \frac{\partial F}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j}{\partial x_i} = 0, & i = 1, \dots, n, \\ \frac{\partial L}{\partial y_s} &= \frac{\partial F}{\partial y_s} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j}{\partial y_s} = 0, & s = 1, \dots, m, \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} &= \varphi_j(x, y) = 0, & j = 1, \dots, m, \end{aligned} \right\} \quad (9.31)$$

где n – число независимых переменных; m – число зависимых переменных.



Решением этой системы уравнений будут значения x_i^* , y_s^* , λ_j^* в точке минимума $F(x, y(x))$.

При применении метода множителей Лагранжа нет необходимости вычислять матрицу частных производных $\frac{\partial y}{\partial x}$, и в этом его преимущество по сравнению с методом приведенного градиента.

К недостаткам метода относится увеличение размерности задачи из-за введения множителей Лагранжа.

Для отыскания минимума функции Лагранжа (9.30) 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.

9.6. ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ

При решении энергетических задач наилучший критерий оптимальности – это народнохозяйственная, или экономическая, эффективность, отражающая общественную полезность создания и использования энергетической системы или какого-либо энергетического объекта. В качестве показателя хозяйственной деятельности наиболее удобно использовать изменение эффективности за некоторый конечный интервал времени (например, за год). Экономическая эффективность является только элементом социальной эффективности и далеко не равноценна ей.

При оценке эффективности необходимо ввести критерий эффективности. Критерий эффективности должен быть простым, измеримым (нормируемым), численно характеризующим степень выполнения системой ее назначения и позволяющим оценивать влияние разных факторов на эффективность системы. Он должен иметь малую дисперсию, позволяя сравнивать между собой системы одного назначения. Сложный экономический объект описывается не одним критерием, а рядом критериев разных свойств. Они не сводятся один к другому, и для описания и сравнения систем нужна система критериев.

При решении разнообразных энергетических задач могут применяться и частные критерии оптимизации. Если речь идет о коммерческой задаче, может использоваться прибыль, если о режимных задачах, то показатели, характеризующие режим.



Критерии оптимизации в энергетических режимных задачах [1, 5]

К «энергетическим» обычно относятся задачи стационарного режима, связанные с активными и реактивными мощностями агрегатов и электростанций. В различных задачах при оптимизации используются разные критерии.

Во внутростанционных задачах оптимизации режимов используются обычно технические критерии: минимум расхода энергоресурса (топлива или воды), максимум КПД, минимум потерь энергии. Это допустимо, поскольку другие составляющие затрат (условно-постоянные) не меняются от режима работы агрегатов станции. Следовательно, оптимальным будет такой режим, при котором для станции выполняется условие

$$B_{\text{ст}} \Rightarrow \min \quad (9.32)$$

либо

$$\eta_{\text{ст}} \Rightarrow \max . \quad (9.33)$$

При оптимизации режима электрической сети критерием могут быть потери энергии в сети

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сети}} \Rightarrow \min \quad (9.34)$$

или их стоимость

$$I_{\text{потерь}} \Rightarrow \min . \quad (9.35)$$

При оптимизации режима электроэнергетической системы необходимо учитывать полные издержки и оптимальным будет режим, при котором

$$I_{\text{системы}} \Rightarrow \min , \quad (9.36)$$

причем

$$I_{\text{системы}} = \sum I_{\text{предприятий}} . \quad (9.37)$$

В отдельных случаях можно минимизировать затраты на топливо, если режим не влияет на другие составляющие затрат предприятий. Тогда затраты на топливо должны быть

$$I_{\text{топл}} = I_{\min} . \quad (9.38)$$



В отечественной литературе, изданной до 1990 г., обычно использовался критерий минимума расхода условного топлива. Политика цен на топливо не отражала его действительную стоимость, и поэтому важно было добиваться снижения расхода топлива, что выгодно для энергетики и государства. При таких условиях оптимальный режим соответствует минимуму расхода условного топлива

$$B_{\text{у.т.системы}} = \sum B_{\text{у.т.предприятий}} = B_{\min} \quad (9.39)$$

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

$$\Pi = \Pi_{\max} \quad (9.40)$$

Выбор критерия имеет важное значение для разработки математической модели оптимизации.

9.7. НАУЧНЫЕ ПРИНЦИПЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

При математическом и информационном моделировании режимных задач используется ряд принципов. Разработка математической модели включает три этапа.

- Первый – декомпозиция общей задачи на комплекс взаимосвязанных задач. Взаимовлияние отдельных задач учитывается в виде ограничений.
- Второй – снижение размерности задачи. Он может достигаться эквивалентированием или агрегированием.

Эквивалентирование позволяет объединять генераторные или нагрузочные узлы системы, станции и системы, эквивалентировать электрическую сеть и пр. Принцип эквивалентирования широко используется в настоящей книге.

Агрегирование дает возможность правильно учитывать свойства и процессы эквивалентных узлов. Например, если две станции эквивалентятся в одну, то агрегирование позволяет получить их общую характеристику. Применяются также методы диакоптики для замены сложной электрической сети более простой. Очень часто все эти принципы называются общим словом «эквивалентирование».

- Третий – обоснование вида информации, применяемой в задаче. Класс информации определяет информационную модель и метод оптимизации.

На основе научных принципов разрабатываются алгоритмы и программы расчетов отдельных задач. Поскольку алгоритмы сложны, рассмотреть их детально и обоснованно в настоящей работе невозможно, и в ней только схематично описаны принятые модели и методы решения отдельных задач.

Построение эквивалентных характеристик. Известно, что эквивалентирование широко применяется при расчете электрических сетей и позволяет существенно снизить размерность этой задачи. В наших задачах для построения энергетических характеристик энергетических узлов системы применяется энергетическое эквивалентирование. При энергетическом эквивалентировании получают характеристики обобщенного объекта.

Для оптимизации режимов необходимо иметь эквивалентные энергетические характеристики энергосистем, электростанций, группы агрегатов электростанций. Для станции используется характеристика группы агрегатов, причем нагрузка между ними должна распределяться наивыгоднейшим образом. Группа электростанций, связанных электрической сетью, может представляться обобщенным узлом и своей эквивалентной энергетической характеристикой, при этом нагрузка между станциями распределяется наивыгоднейшим образом. Характеристика меняется, если меняется схема сети, но зачастую этими изменениями пренебрегают. Эквивалентные энергетические характеристики позволяют существенно понизить размерность задачи и уменьшить объем необходимой информации. Они могут строиться с учетом изменения режима работы станций или агрегатов во времени (за сутки, неделю, месяц). Их называют среднеинтервальными характеристиками. Широко используются среднесуточные энергетические характеристики и среднемесячные, что позволяет укрупнять расчетные интервалы времени при оперативном и долгосрочном планировании режимов.

Приведем простой пример. Пусть решается задача распределения нагрузки на региональном уровне, например в зоне Урала или Сибири. Отдельные энергосистемы зоны представляются эквивалентными характеристиками. Для них обычно задаются эквивалентные характеристики тепловых электростанций. Гидростанции не эквивалентируются и представляются энергетическими характеристиками, поскольку они имеют разные напоры. Учитываются только ЛЭП, связывающие отдельные энергосистемы. Задача распределения нагрузки заключается в том, чтобы определить межсистемные перетоки мощности и энергии и суммарный график нагрузки каждой системы с учетом отношений купли-продажи между ними (проданной или покупной мощности и энергии). Полная схема системы включает до 1000 узлов электрической схемы и десятки станций, а эквивалентная – примерно 20 узлов и до десяти станций.



На уровне отдельных энергосистем каждая ТЭС эквивалентруется энергетической характеристикой, ГЭС не эквивалентируются, а задаются отдельными характеристиками; электрическая сеть представляется только транспортными ЛЭП, а распределительная сеть эквивалентруется. Задача заключается в том, чтобы определить график нагрузки каждой станции с учетом всех требований электроснабжения потребителей и параметры режима электрической сети.

9.8. ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ [2, 3]

Как уже говорилось выше, целенаправленное действие невозможно без управления. Однако любое управление основывается на переработке информации, которая, следовательно, представляет определенную логическую составляющую процесса. Известна формулировка: «Без информации нет управления».

В любом процессе присутствуют две составляющие: физическая и информационная (логическая). Первая характеризует преобразование и перемещение материальных масс, а вторая – переработку информации. Физическая составляющая усиливается созданием новых, более совершенных машин и механизмов, использованием новых источников энергии и повышением энергетической вооруженности труда. Усиление логической составляющей может быть выполнено созданием средств, обеспечивающих более эффективную переработку информации. Следовательно, эффективность любого процесса зависит от обеих составляющих (физической и логической). Для повышения эффективности процесса, как правило, необходимо совершенствовать как физическую, так и логическую составляющую.

С разработкой математической модели завершается процесс отображения в формализованном виде объективных законов управления. Информационная модель содержит структурное отображение этих законов. Математическая модель при разработке алгоритма приобретает способность к адаптации. Это достигается включением в алгоритм специальных функций. Адаптация к составу сведений, хранящихся в информационной базе, заключается в алгоритмическом анализе правильности и полноты исходных данных, в устранении их неопределенности. Адаптация к реальному времени достигается использованием нескольких различных модулей, выполняющих одну функцию с разными точностями. Сочетание информационной и математической моделей дает полное описание формализованных правил.

Различные процессы энергетики имеют разную информационную природу: детерминированную, вероятностную, неопределенную. В реальных условиях управления системами требуется детерминированная информация, которая однозначно определяет принимаемые решения. Трудно представить, что управление могло бы иметь вероятностные решения. Но вместе с тем многие процессы в энергетике по своей природе являются вероятностными или неопределенными. Это отражается в информационных моделях решаемых задач, но при этом не снимается требование получения однозначных решений по управлению.

В общем случае исходная информация подразделяется на четыре группы: детерминированную, вероятностно-определенную, вероятностно-неопределенную (частично неопределенную), неопределенную (табл. 9.1). Детерминированная информация основана на закономерных причинно-следственных связях. Вероятностно-определенная (ее и называют вероятностной) отражает причинно-следственные связи, имеющие случайный характер. Последние два вида информации связаны с понятием неопределенности. Неопределенная информация неоднозначна, и причины неоднозначности неизвестны. Обычно она задается диапазоном возможных значений или диапазоном и распределением вероятностей. В последнем случае имеет место частичная неопределенность. Естественно, что неопределенность показателя тем выше, чем шире диапазон его возможных значений. В энергетике многие показатели характеризуются полной или частичной неопределенностью. Так, частично неопределенными являются природные процессы (речной сток, температура наружного воздуха), экономические показатели объектов и пр. Однако имеются показатели, для которых получить объективные вероятностные характеристики нельзя (новые виды оборудования, перспективные величины электро- и теплотребления, политическая и экономическая ситуация и пр.).

Детерминированная информация задается в однозначной форме. Это состав агрегатов станций, параметры оборудования, схема электрических соединений, возможности устройств управления режимами и многое другое. Этот вид информации наиболее простой и самый распространенный в практике. Все действия персонала при управлении режимами должны иметь однозначную форму. В действительности большая часть данных является условно детерминированной. Так, на энергетические характеристики агрегатов влияют многие элементы технологического процесса: неустановившийся режим в рабочей камере гидротурбины, качество топлива на ТЭС, сопротивления линий электропередач, надежность отдельных устройств и пр. Но поскольку трудно или даже невозможно получить случайные оценки состояния этих элементов, они повсеместно зада-



ются детерминированной информацией. Это приводит к погрешностям решения тех задач, в которых используется такая информация. Подавляющая часть всех задач рассматривается в детерминированной постановке.

Вероятностная информация – законы распределения вероятностей и их параметры – получается главным образом при обработке статистических данных. Широко применяются вероятностные модели для прогнозирования стока рек и выработки электроэнергии ГЭС, для прогнозирования графиков нагрузки и электропотребления. Имеются модели расчета токов короткого замыкания в сети в вероятностной постановке, модели расчета надежности и живучести системы и др. Многочисленные работы подтверждают вероятностный характер многих процессов в энергетике. Эти модели имеют важнейшее научное значение и позволяют получить правильные оценки для многих задач управления. Погрешности решения вероятностных задач в детерминированной постановке доходят до 5 %. При решении вероятностных задач используются методы теории вероятностей.

Для многих задач нельзя получить вероятностные характеристики. Нет статистических данных, не выявлены вероятностные законы, не получены устойчивые оценки. Вместе с тем ясно, что процесс по своей природе вероятностный. Тогда говорят о *вероятностно-неопределенной* информации. В этом случае часто используют теоретические законы распределения вероятностей. По ним получают различные оценки и, используя их, выбирают решение. Например, есть задача определения выработки электроэнергии ГЭС в вероятностно-неопределенной постановке. В ней задаются законы распределения вероятностей электропотребления системы (нормальный закон) и водности года (закон Пирсона) и с использованием минимаксных критериев получают результирующие оценки.

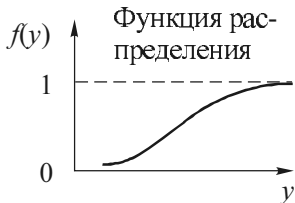
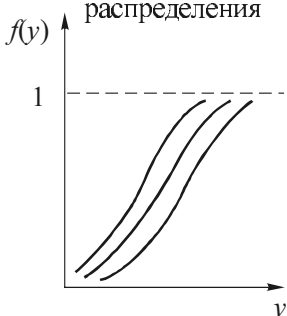
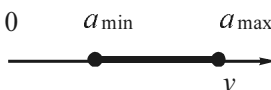
Могут быть задачи, в которых информация имеет *неопределенный характер*. Например, цены на топливо, инфляция, цены на внешнем рынке на нефть и др. В этом случае можно говорить только о диапазоне изменения величин и для решения таких задач применять соответствующие методы. Часто используют экспертные методы. Неопределенность ситуации при высадке космонавтов на Луну оценивалась при проигрывании ситуаций по специальному сценарию. Имеется сценарий развития энергетики на 10...20 лет вперед, и на его основе проигрываются неопределенные факторы, влияющие на выбор энергетической стратегии.

Наконец, может быть *полная неопределенность*, при которой неизвестны даже пределы изменения информации. И для этого случая имеются теоретические разработки, например, использование теории нечетких множеств.



Таблица 9.1

Виды и характеристики информации

Вид информации	Форма математического описания																									
	Непрерывные величины	Дискретные величины																								
Детерминированная (однозначная)	Точка 	Точка 																								
Вероятностно-определенная	Функция распределения 	Ряд распределения <table data-bbox="971 815 1243 938"><tr><td>y_1</td><td>y_2</td><td>$\dots$</td><td>y_n</td></tr><tr><td>p_1</td><td>p_2</td><td>$\dots$</td><td>p_n</td></tr></table> $\sum_{i=1}^n p_i = 1$	y_1	y_2	$\dots$	y_n	p_1	p_2	$\dots$	p_n																
y_1	y_2	$\dots$	y_n																							
p_1	p_2	$\dots$	p_n																							
Частично-неопределенная	Серия функций распределения 	Серия рядов распределения <table data-bbox="971 1106 1243 1229"><tr><td>y_1</td><td>y_2</td><td>$\dots$</td><td>y_n</td></tr><tr><td>p_1</td><td>p_2</td><td>$\dots$</td><td>p_n</td></tr></table> <table data-bbox="971 1252 1243 1375"><tr><td>y'_1</td><td>y'_2</td><td>$\dots$</td><td>y'_n</td></tr><tr><td>p'_1</td><td>p'_2</td><td>$\dots$</td><td>p'_n</td></tr></table> <table data-bbox="971 1397 1243 1520"><tr><td>y''_1</td><td>y''_2</td><td>$\dots$</td><td>y''_n</td></tr><tr><td>p''_1</td><td>p''_2</td><td>$\dots$</td><td>p''_n</td></tr></table> 	y_1	y_2	$\dots$	y_n	p_1	p_2	$\dots$	p_n	y'_1	y'_2	$\dots$	y'_n	p'_1	p'_2	$\dots$	p'_n	y''_1	y''_2	$\dots$	y''_n	p''_1	p''_2	$\dots$	p''_n
y_1	y_2	$\dots$	y_n																							
p_1	p_2	$\dots$	p_n																							
y'_1	y'_2	$\dots$	y'_n																							
p'_1	p'_2	$\dots$	p'_n																							
y''_1	y''_2	$\dots$	y''_n																							
p''_1	p''_2	$\dots$	p''_n																							
Неопределенная	Отрезок (диапазон) значений 	Набор значений (точек) 																								



Задачи управления энергосистемой в основном решаются в детерминированной постановке, но факторы вероятностного и неопределенного характера учитываются при создании специально разработанных принципов управления системой, в частности, на стадии оперативно-диспетчерского управления.

9.9. ЗАДАЧИ И МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ [1, 2]

Задачи оптимизации режимов существенно зависят от масштабов и времени.

Общесистемные и внутростанционные задачи. Общесистемные задачи рассматриваются в масштабах ЭЭС, а внутростанционные – в масштабах станции. В общесистемных задачах непременно учитывается режим электрических станций и электрических сетей. Наиболее сложные расчеты – это сетевые. Чаще всего они решаются упрощенно. Расчет электрических сетей не входит в число вопросов настоящего учебника и будет рассматриваться только по мере необходимости.

Задачи краткосрочной оптимизации. Задачи краткосрочного управления режимами ЭЭС решаются на суточном и меньших периодах времени. В цикле краткосрочной оптимизации решается большое количество режимных задач. Для нормального режима рассматриваются следующие задачи:

- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- распределение активной и реактивной нагрузки между всеми генерирующими единицами;
- минимизация потерь в сетях при транспорте энергии;
- разработка оптимальных энергетических балансов;
- выбор и размещение оперативных резервов мощности;
- регулирование частоты;
- регулирование напряжения;
- обеспечение режимной надежности системы и ее отдельных объектов.

Содержание этих задач настолько различно, что решать их вместе нецелесообразно, поскольку сложились определенные группы задач, которые названы выше. В данной работе невозможно рассмотреть все задачи, поэтому основное внимание уделяется двум наиболее общим:

- распределению нагрузки между электростанциями и агрегатами электростанций;
- выбору состава работающих агрегатов на электростанциях.

Имеются научные и инженерные предложения по алгоритмам их решения, которые и будут рассматриваться в дальнейшем.



Задачи долгосрочной оптимизации. Основной режимной задачей долгосрочной оптимизации является оптимизация режима водно-энергетического регулирования водных ресурсов водохранилищ ГЭС. От использования водных ресурсов зависят возможности краткосрочной оптимизации. Это основная гидроэнергетическая задача. Ее результаты существенно влияют на энергетические балансы и на эффективность работы системы.

Сравнительные оценки математических моделей и методов оптимизации режимов. При решении задач длительного и краткосрочного управления режимами широко применяются различные математические методы. Одна и та же задача может быть решена различными методами, и от этого зависят ее математическая модель и алгоритм расчетов. В последующем материале книги даются ссылки на методы решения рассматриваемых задач. Общая характеристика возможностей различных методов приведена в табл. 9.2. При оптимизации долгосрочных режимов применяются методы нелинейного программирования, в основном градиентные и неопределенного множителя Лагранжа. При оптимизации краткосрочных режимов – градиентные, неопределенных множителей Лагранжа, случайного поиска и др. При выборе состава работающих агрегатов используются методы дискретного программирования: динамическое программирование, ветвей и границ. Во всех задачах в той или иной мере применяются регрессионный анализ и эвристические методы. Методы линейного программирования применяются в основном в задачах проектирования. Энергетиками и математиками проделана громадная работа по применению классического математического аппарата для решения прикладных энергетических задач.

Таблица 9.2

Сравнительные (ориентировочные) оценки методов оптимизации

Наименование класса оптимизационных методов	Вид целевой функции	Максимальная размерность задачи
Линейного программирования	Линейный характер	5000 и больше
Нелинейного программирования	Нелинейный характер, дифференцируемая	~1000
Дискретного программирования	Любая, в том числе с разрывами	~500



Оптимизационная модель

Модель можно представить в виде системы уравнений, которые связывают цель управления с параметрами объекта (рис. 9.5).

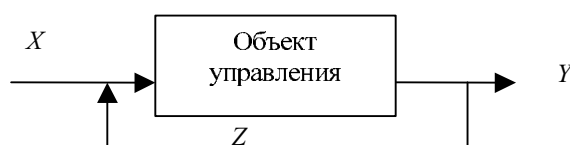


Рис. 9.5. Параметры объекта управления

При разработке математической модели учитывается и аппарат получения решения, который зависит от вида информации, математических методов обработки информации, вида целевой функции. Математическая модель любого одноцелевого объекта управления включает следующие уравнения.

1. *Уравнение цели* (целевая функция), которое связано с параметрами входа X и выхода Y :

$$\Pi(X, Y) \Rightarrow \text{extr.}$$

При учете ограничений в виде штрафных функций уравнение цели имеет вид

$$\Pi = \Pi(X, Y) + \Pi_{\Delta x} \Delta X \Rightarrow \text{extr.}$$

2. *Уравнения связи* показывают зависимость выходных параметров объекта от входных:

$$Y = A(X),$$

где A – оператор, который показывает, как должен меняться параметр X от изменения Y . Эта связь часто имеет вид определенных характеристик объекта, например энергетических характеристик. Если связи между X и Y неявные, то оператор A дает некоторую теоретическую модель, которая используется при получении решения.

3. *Уравнения ограничений* показывают допустимые условия изменения входных и выходных параметров и могут задаваться в виде неравенств и равенств. Уравнения в виде неравенств:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max},$$

$$W(\Sigma Y_t) = 0.$$

Ограничения могут быть односторонними. Балансовые ограничения имеются за определенный период времени с интервалами дискретности t . Ограничения могут учитываться в уравнении цели в виде штрафных функций.

$\Pi = 0$, если для X ограничения не нарушаются,

$\Pi = \Pi_{\Delta x} \Delta X$ – в остальных случаях.

Для того чтобы исключить выход параметров за допустимую область, величины штрафов задают большими, чем численную величину цели.

4. *Уравнение оптимального управления*, или уравнение оптимизации, определяется некоторой функцией, показывающей зависимость между параметрами X и Y , которые дают решение по уравнению цели. Вид функции определяется математическим методом оптимизации, применяемым при решении задачи.

5. *Уравнение адаптации* в общем случае распространяется лишь на те объекты, для которых предусматривается звено «приспосабливания». В энергетических задачах это возможно только при создании специальных процедур, используемых при решении задачи. При адаптации могут меняться цель расчетов, уравнения ограничений и уравнения связи. Чаще автоматическая адаптация отсутствует и изменение условий учитывается при корректировках исходной информации.

Адаптивные модели

Вначале параметры модели и принципы управления определяются по имеющейся информации. В процессе эксплуатации меняются энергетические характеристики и ограничения. По мере появления новых данных они могут уточняться. При этом может измениться оператор связи между входом X и выходом Y . Примером адаптивной модели служит непрерывная корректировка режима станций системы при изменении мощности нагрузки потребителей. Для ГЭС непрерывно корректируется режим использования водных ресурсов водохранилища в зависимости от приточности – это также адаптивный процесс. Все задачи оперативного диспетчерского управления построены по адаптивным принципам.

Имитационная модель

Имитационная модель имеет вид: «Что будет, если ...?». Она включает первые три уравнения оптимизационной модели. Они широко используются в вариантных расчетах, когда задаются параметры на входе и определяются параметры на выходе или задается какое-то сочетание параметров входа и выхода. Решения, получаемые при имитационных расчетах, чаще всего оценивает



человек. Эти модели применяются при долгосрочном и оперативном планировании как инструмент определения решений. Имеются имитационные модели для вероятностных задач, например, определения вероятности заполнения водохранилища при вероятностных характеристиках запаса снега в бассейне реки и метеорологических условиях.

Упрощенные математические модели

В упрощенных моделях используются эвристические методы оптимизации. Они широко распространены в практике благодаря простоте и доступности для широкого круга пользователей. Во многих случаях их применение оправдано допустимыми погрешностями. Немалое значение имеет и тот факт, что они не требуют особой математической подготовки. В реальных условиях таких моделей очень много и часто практические работники их «любят» больше, чем красивые и обоснованные модели оптимизации.

Многокритериальность управления

Большое число задач в энергетике имеет не один, а несколько критериев, которые зачастую противоречивы. Многокритериальные модели достаточно разработаны для научных исследований и, по существу, неформально применяются в эксплуатационной практике. Остановимся на некоторых положениях решения многокритериальных задач. При решении выполняется векторная оптимизация. Она сводится к тому, чтобы получить общий критерий, являющийся функцией частных критериев, т. е.

$$K(x) = \{K_1(x), K_2(x), \dots, K_n(x)\},$$

где $K(x)$ – частные цели.

Если частные критерии противоречивы, общий критерий определяется на основе компромисса. Сначала выделяется область компромисса, область Парето. В ней улучшение одного критерия приводит к ухудшению другого. Существует несколько принципов компромисса. Они основаны на оптимизации скалярных частных критериев, при которой анализируются частные критерии с положительными коэффициентами своего веса. Имеются различные предложения по получению обобщенного критерия.

При использовании *экспертных оценок* критерии преобразуются к единому параметру, например к стоимости, и затем суммируются. Например, критерии экономичности и надежности представляются в виде затрат. Или требования водохозяйственных компонентов ГЭС к расходам, уровням, колебаниям уровней преобразуются в расход.



Справедливый компромисс

Он используется тогда, когда все частные критерии равноправны и одинаково важны; тогда общий критерий определяется на основе одинаковых уступок всем частным критериям. Вводится цена уступки, и оптимальным будет решение, при котором они одинаковы:

$$v = \frac{1}{c_i} \frac{d\Pi_i(X)}{dX} = \text{idem}.$$

Если критерии имеют разную важность, то можно экспертным путем установить относительную величину важности и затем получить оптимальное решение.

Интегральная и дифференциальная оптимизация

Она позволяет индивидуально учитывать значимость самых важных и менее важных критериев при получении общего критерия. Разработаны достаточно простые принципы учета многокритериальности. Можно, например, составить ранжированный ряд критериев и по их предпочтительности находить решение по каждому из них в этой последовательности. Из полученных решений эксперты выбирают наиболее подходящее. Можно самый значимый критерий использовать для однокритериальной оптимизации, а все другие учитывать ограничениями. Этот принцип применяется чаще всего. Наконец, можно рассматривать средневзвешенный критерий и по нему выбирать решение.

В энергетике довольно много задач, имеющих многокритериальный характер, но разработчики стремятся свести задачи к однокритериальным. Какой бы метод многокритериального расчета ни применялся, в основе лежит однокритериальная оптимизация с заданием ограничений, выдвигаемых другими критериями. При замене многокритериальной задачи однокритериальной необходимо участие экспертов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 9

Оптимизация режимов направлена на удовлетворение требований потребителей к экономичности энергоснабжения. При оптимизации повышается эффективность использования ресурсов, оборудования, энергетических процессов. Методы и алгоритмы оптимизации режимных задач глубоко разработаны. Имеется богатый опыт использования программ расчетов оптимальных



режимов. Оптимизация снижает затраты и повышает конкурентные преимущества энергетического предприятия на рынке. В настоящее время этим задачам уделяется большое внимание.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. В чем достоинство и недостатки метода неопределенных множителей Лагранжа?
2. В чем отличие градиентного метода Ньютона при определении направления движения к минимуму?
3. Запишите рекуррентное выражение метода Ньютона для функции двух переменных.
4. Как вы понимаете фразу «оптимальный режим»?
5. Как информация влияет на математическую модель задачи?
6. Как осуществляется контроль сходимости в методах нелинейного программирования?
7. Как решаются многокритериальные задачи?
8. Как формализовать задачу для использования математического аппарата оптимизации?
9. Какие виды информации вы знаете?
10. Какие виды математических моделей применяются при решении режимных задач?
11. Какие критерии оптимизации применяются при решении режимных задач?
12. Какие методы поиска оптимального коэффициента t вы знаете?
13. Какие научные принципы применяются при алгоритмизации сложных режимных задач?
14. Какие этапы имеются при формализации инженерных задач и разработке их алгоритмов решения?
15. Какова основная идея метода штрафных функций для учета ограничений типа неравенств?
16. Назовите известные вам методы оптимизации.
17. Назовите основные уравнения математической задачи оптимизации режимов.
18. Покажите возможные направления поиска минимума (максимума) целевой функции.
19. Покажите графически суть метода проектирования градиента для учета линейных и нелинейных ограничений в виде равенств.



20. Почему режимные задачи подразделяются на группы – задачи краткосрочной и долгосрочной оптимизации, общесистемные и внутристанционные?
21. Поясните метод квадратичной аппроксимации.
22. Поясните основную идею методов нелинейного программирования.
23. Поясните понятие допустимой области.
24. Поясните суть градиентного метода.
25. Поясните суть метода Лагранжа для учета ограничений в виде равенств.
26. Поясните суть метода Ньютона.
27. Поясните суть метода приведенного градиента для учета ограничений в виде равенств.
28. Что означат слово «оптимизация»?
29. Что такое информационная модель задачи?
30. Что такое критерий оптимизации?
31. Что такое эквивалентные характеристики объектов управления? Что дает эквивалентирование характеристик?

? Как связаны между собой группы задач – общесистемные и внутристанционные, долгосрочной и краткосрочной оптимизации?



Глава 10

НАИВЫГОДНЕЙШЕЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Краткое содержание главы

Задачи оптимального распределения нагрузки
Оптимальное распределение нагрузки между ТЭС в тепловой энергосистеме
Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС
Распределение нагрузки между агрегатами станций
Распределение реактивных нагрузок
Реализация распределения нагрузки при эксплуатации электростанций и энергосистем

10.1. ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ

В литературе используются два выражения для рассматриваемых задач: «наивыгоднейшее распределение нагрузки» и «оптимальное распределение нагрузки». Термин «наивыгоднейшее» стали применять в первых солидных работах в этой области и в дальнейшем использовали многие авторы. Слово «наивыгоднейшее» – это синоним слова «оптимальный», и постепенно оно стало вытеснять первоначальный термин. Однако и сейчас они применяются оба.

Суть задачи оптимального распределения нагрузки заключается в том, чтобы нагрузку потребителей распределить между генераторными единицами по принятому критерию оптимизации. Имеется множество вариантов энергетического баланса, но надо найти из их числа оптимальный. Разновидностей этой задачи много, и они определяются видом и характеристиками объекта управления. Задача распределения нагрузки может решаться для единой системы (ЕЭС), для объединенных систем (ОЭС), для районных тепловых или гидротепловых систем, для электростанций разного вида. В масштабе краткосрочной или долгосрочной оптимизации может рассматриваться только баланс

активных или реактивных мощностей. Методы и алгоритмы решения задач оптимизации хорошо разработаны и освещены в литературе [2, 3, 4, 5, 9]. Модели и методы решения наиболее общих задач будут рассмотрены ниже.

10.2. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ТЭС В ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ [1, 5, 9]

Наивыгоднейшее распределение нагрузки с учетом потерь активной мощности в сети

Рассмотрим вначале очень простую задачу и на ее примере дадим математическую модель и получим уравнение оптимизации. Пусть тепловая энергосистема представляется в виде концентрированной, в которой все станции работают на одну общую нагрузку, сеть радиальная, напряжения в узлах станций известны и постоянны, распределение активных нагрузок не влияет на распределение реактивных (рис. 10.1). Задача заключается в том, чтобы найти условия наивыгоднейшего (оптимального) распределения нагрузки между ТЭС с учетом потерь активной мощности в сети.

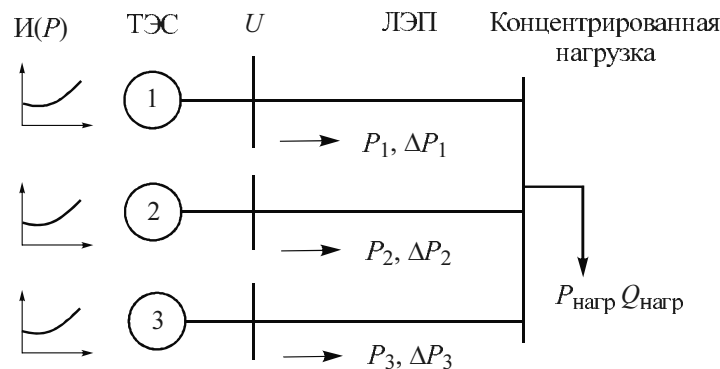


Рис. 10.1. Схема системы для вывода условия оптимального распределения нагрузки

Будем считать, что система имеет $i = 1, 2, \dots, n$ тепловых электростанций (на рис. 10.1 их три), для которых известны характеристики эксплуатационных издержек $I_i(P_i)$ и суммарная нагрузка $P_{\text{нагр}}$.

1. Уравнение цели

$$I = I_1(P_1) + I_2(P_2) + \dots + I_n(P_n) \Rightarrow \min. \quad (10.1)$$

2. Уравнение связи $I_i(P_i)$.

3. Ограничения – балансовые уравнения мощности

$$\sum_i P_i - P_{\text{нагр}} - \Delta P = 0, \quad (10.2)$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности.

4. Выведем уравнение оптимизации с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа. Функция Лагранжа

$$\Phi = (I_1 + I_2 + \dots + I_n) + \lambda \left(\sum_i P_i - P_{\text{нагр}} - \Delta P \right) = 0. \quad (10.3)$$

Так как выражение во вторых скобках равно нулю, то минимумы функции Лагранжа (10.3) и целевой функции (10.1) совпадают.

Дифференцируем функцию Лагранжа по переменным $P_1, \dots, P_n$ и, чтобы найти минимум функции, приравняем производные нулю, тогда получим систему уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial P_1} = \frac{\partial I_1}{\partial P_1} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} \right) &= 0; \\ \dots\dots\dots \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_n} = \frac{\partial I_n}{\partial P_n} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n} \right) &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (10.4)$$

Легко видеть из (10.4), что

$$\frac{\frac{\partial I_1}{\partial P_1}}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}} = \dots = \frac{\frac{\partial I_n}{\partial P_n}}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}}. \quad (10.5)$$

Введем обозначения: $b_i = \frac{\partial I_i}{\partial P_i}$ – относительный прирост затрат электростанций, который показывает, как изменятся затраты i -й станции, если ее нагрузка изменится на величину ∂P_i ; $\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i}$ – относительный прирост потерь



активной мощности в сетях, т. е. величина, показывающая, насколько изменятся потери в сетях, если мощность только i -й станции изменится на ∂P_i .

Применяя эти обозначения, получаем условия наивыгоднейшего распределения нагрузки:

$$\mu = \frac{b_i}{1 - \sigma_i} = \text{idem} . \quad (10.6)$$

При выполнении (10.6) минимум, а не максимум функции (10.1) будет только в том случае, если $\frac{\partial^2 I_i}{\partial^2 P_i} \geq 0$, т. е. $\frac{\partial b_i}{\partial P_i} \geq 0$. Это означает, что характери-

стика относительных приростов электростанций должна быть дифференцируемой и монотонно возрастающей (обращена выпуклостью вниз).

Энергетические характеристики электростанций и агрегатов часто не удовлетворяют указанным условиям. В этом случае они «исправляются» по специальной методике устранения разрывов непрерывности или если они обращены выпуклостью вверх, то их спрямляют [5].

Выясним физический смысл условия (10.6). Для этого запишем его в конечных разностях и умножим числитель и знаменатель на ΔP , т. е.

$$\frac{\frac{\Delta I}{\Delta P} \Delta P}{\left(1 - \frac{\Delta \pi}{\Delta P}\right) \Delta P} = \frac{\Delta I}{\Delta P - \Delta P} = \frac{\Delta I}{\Delta P_{\text{нагр}}} = \text{idem} . \quad (10.7)$$

Из (10.7) следует, что при наивыгоднейшем распределении нагрузки прирост затрат ΔI на прирост активной мощности у потребителя должен быть одинаковым для всех электростанций.

Для полученного условия в технической литературе применяется определение как равенство относительных приростов станций, а метод неопределенных множителей Лагранжа называют методом относительных приростов.

Условия распределения нагрузки для других критериев оптимизации

В отечественной литературе часто используются в качестве критерия оптимизации минимум расхода условного топлива и относительные приросты расхода топлива d . Относительный прирост расхода условного топлива при

изменении мощности на малую величину $d = \frac{\Delta B}{\Delta P}$. Тогда уравнение оптимизации примет вид

$$\mu = \frac{d_i}{1 - \sigma_i} = \text{idem.} \quad (10.8)$$

Переход к критерию минимума издержек на топливо осуществляется введением в условие оптимизации (10.8) цен топлива π_i , и тогда

$$\mu = \frac{\pi_i d_i}{1 - \sigma_i} = \text{idem,} \quad (10.9)$$

а при использовании в качестве критерия полных затрат станций необходимо вводить в условие оптимизации себестоимость станций c_i и

$$\mu = \frac{c_i d_i}{1 - \sigma_i} = \text{idem.} \quad (10.10)$$

Распределение нагрузки будет разным для условий (10.8), (10.9) и (10.10), так как используются разные критерии оптимизации.

Чтобы учесть потери мощности π даже для простой схемы сети, требуется рассчитать ее нормальный режим, т. е. решить систему уравнений установившегося режима. Для реальных случаев сеть имеет замкнутые контуры, большое число узлов и ветвей и задача расчета ее установившегося режима сложна, причем зачастую она сложнее самой задачи распределения нагрузки. При этом потери в сети учитываются приближенно: например, в виде некоторых поправок к характеристикам станций.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки без учета потерь активной мощности

Такая задача более характерна для распределения нагрузки между агрегатами электростанции, чем для энергосистемы. Однако для энергосистем с высокой степенью концентрации мощности или при развитой сети такая постановка тоже возможна, поскольку неучет потерь мощности в сетях не приводит к большим погрешностям.

Если потери активной мощности в сети не учитываются, т. е. $\Delta p = 0$, то условие наивыгоднейшего распределения нагрузки имеет вид

$$b_i = \text{idem} \quad (10.11)$$

и оптимальный режим соответствует равенству относительных приростов станций.

Полученный принцип равенства относительных приростов без учета потерь (10.11) справедлив для распределения нагрузки между гидроагрегатами, турбинами и котлами ТЭС, для группы параллельно работающих агрегатов. Равенство их относительных приростов дает минимум целевой функции.

Физический смысл равенства относительных приростов

Принцип равенства относительных приростов объясним физически (рис. 10.2). Если относительные приросты двух работающих агрегатов, имеющих мощности P_1 и P_2 и возрастающие характеристики $b_i(P_i)$, не равны, то лучший режим будет у агрегата 1 с меньшим относительным приростом. Поскольку он экономичнее агрегата 2, его нужно загрузить дополнительно на ΔP . Соответственно на ΔP необходимо снизить нагрузку другого. При этом будет получена экономия. При загрузке агрегата 1 на ΔP повышается его относительный прирост до b'_1 , а у агрегата 2, который разгружается, он снижается до b'_2 . Только при равенстве относительных приростов (нагрузки P_1^0 , P_2^0) дальнейшее перераспределение нагрузки не дает дополнительной экономии, и этот режим, следовательно, оптимален.

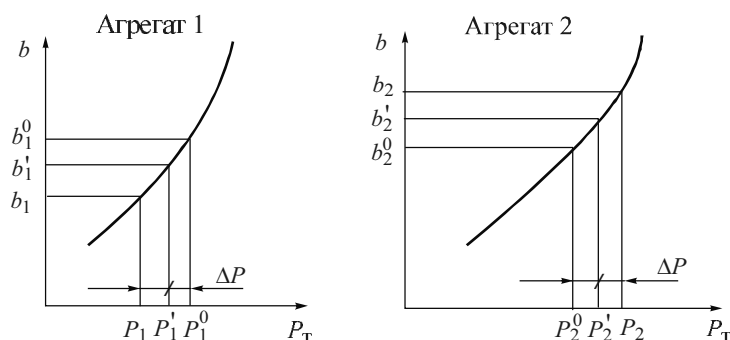


Рис. 10.2. Иллюстрация оптимальности режима при равенстве относительных приростов



Распределение нагрузки по равенству относительных приростов является универсальным способом, позволяющим решать задачи по различным критериям.

10.3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С ГЭС И ТЭС [1, 5, 7]

Для смешанной энергосистемы задача наивыгоднейшего распределения нагрузки усложняется и разделяется 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 есть цель расчетов. Планируются календарные графики сработки и заполнения водохранилищ всех гидростанций системы. На основе таких расчетов регламентируется количество гидроресурсов, которое каждая станция может использовать для краткосрочных циклов. Например, если станция имеет годовое регулирование стока, то будут известны 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 рассматривается здесь. Ограничения по возможному для использования 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 служит, кроме различия целей и алгоритмов, существенное различие в полноте и достоверности исходной информации. Для суточного, а иногда и недельного периода информация имеет достаточную достоверность. Можно довольно точно предсказать приточность рек, нагрузки системы, состав агрегатов электростанций. 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 значительно 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 наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями. Для эквивалентной ТЭС получена эквивалентная энергетическая характеристика затрат от мощности.

1. Уравнение цели

$$И = \sum_{t=1}^{t=k} I_t \Delta \tau_t \Rightarrow \min. \quad (10.12)$$

Расход топлива эквивалентной тепловой станции B_t и затраты 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 при использовании условия (10.6).

2. Уравнения связи – это энергетическая характеристика эквивалентной ТЭС $I(P)$ и расходные энергетические характеристики каждой ГЭС $Q_j(P_j, H_j)$.

3. Уравнения ограничений. Для каждого расчетного интервала имеется балансовое уравнение мощностей (всего k уравнений):

$$W_{P_t} = P_{\text{напр } t} - (P_t + P_{\alpha t} + P_{\beta t} + \dots + P_{\gamma t}) + \Delta P_t = 0. \quad (10.13)$$

Для каждой гидростанции задается ограничение по стоку (всего j уравнений)

$$W_j = W_{Q_j} - \sum_{t=1}^{t=k} Q_{jt} \Delta \tau_t = 0. \quad (10.14)$$



Условные обозначения: $P_{\text{нагр } t}$ – 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; Q_{jt} – расход воды ГЭС.

Уравнение оптимизации имеет вид

$$\frac{cb}{1 - \sigma_T} = \lambda_j \frac{q_j}{1 - \sigma_j}, \quad (10.15)$$

где $b = \frac{\partial B_T}{\partial P}$ – относительный прирост расхода топлива на ТЭС при себестоимости мощности c_i ; $q_j = \frac{\partial Q_j}{\partial P_j}$ – относительный прирост расхода воды ГЭС;

$\sigma_T = \frac{\partial \pi}{\partial P}$, $\sigma_j = \frac{\partial \pi}{\partial P_j}$ – относительные приросты потерь активной мощности в

электрических сетях при изменении мощностей ТЭС и ГЭС соответственно.

Вывод уравнения оптимизации

Функция Лагранжа включает уравнения (10.12) – (10.14) и имеет вид

$$\Phi = \sum_{t=1}^{t=k} B_t + \sum_{t=1}^{t=k} \lambda_t W_{P_t} + \sum_{j=\alpha}^{j=\gamma} \lambda_j W_j. \quad (10.16)$$

Неизвестными величинами будут мощности ТЭС 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 (10.16) по независимым переменным, то получим $jt + t$ уравнений. Частные производные от (10.16) берутся по мощностям $P_1, P_2, \dots, P_k, P_{\alpha 1}, \dots, P_{\alpha k}, \dots, P_{\gamma k}$.

Балансовые уравнения стока дают j уравнений, а балансовые уравнения мощности t уравнений. Таким образом, число уравнений равно $jt + 2t + j$, и их достаточно для определения неизвестных.



Производные по мощности ТЭС имеют вид

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_t} = \frac{\partial I_t}{\partial P_t} + \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \Delta P_t}{\partial P_t} \right) = 0, \quad (10.17)$$

откуда получим

$$-\lambda_1 = \frac{c_1 b_1}{1 - \sigma_1}; \quad -\lambda_2 = \frac{c_2 b_2}{1 - \sigma_2} \dots \quad (10.18)$$

Производные по мощности ГЭС дают уравнения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{jt}} = \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{jt}} \right) + \lambda_j \frac{\partial Q_{jt}}{\partial P_{jt}}. \quad (10.19)$$

Из уравнений (10.19)

$$\left. \begin{aligned} -\lambda_1 &= \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 1}}{1 - \sigma_{\alpha 1}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 1}}{1 - \sigma_{\beta 1}} = \dots; \\ -\lambda_2 &= \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 2}}{1 - \sigma_{\alpha 2}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 2}}{1 - \sigma_{\beta 2}} = \dots; \\ &\dots\dots\dots \end{aligned} \right\} \quad (10.20)$$

Из уравнений (10.20) получаем условия оптимизации для различных интервалов времени:

$$\left. \begin{aligned} -\lambda_1 &= \frac{c_1 b_1}{1 - \sigma_1} = \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 1}}{1 - \sigma_{\alpha 1}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 1}}{1 - \sigma_{\beta 1}} = \dots; \\ -\lambda_2 &= \frac{c_2 b_2}{1 - \sigma_2} = \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 2}}{1 - \sigma_{\alpha 2}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 2}}{1 - \sigma_{\beta 2}} = \dots; \\ &\dots\dots\dots \end{aligned} \right\} \quad (10.21)$$

Все величины, входящие в (10.21), за исключением множителей Лагранжа, определяются энергетическими характеристиками оборудования (относитель-



ными приростами ТЭС b и ГЭС q) и параметрами электрической сети (относительными приростами потерь мощности σ), поэтому индексы времени при них можно опустить, тогда и получим окончательный вид уравнения оптимизации:

$$\frac{cb}{1-\sigma} = \lambda_\alpha \frac{q_\alpha}{1-\sigma_\alpha} = \lambda_\beta \frac{q_\beta}{1-\sigma_\beta} = \dots = \lambda_\gamma \frac{q_\gamma}{1-\sigma_\gamma}, \quad (10.22)$$

$$\lambda_\alpha = \text{const}, \lambda_\beta = \text{const}, \lambda_\gamma = \text{const}. \quad (10.23)$$

Физический смысл уравнения наивыгоднейшего распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС

Условия (10.20) и (10.21) имеют следующий смысл: для наивыгоднейшего распределения нагрузки необходимо для всего периода оптимизации соблюдать постоянное соотношение λ между ТЭС и ГЭС. Например, между ТЭС и ГЭС нагрузка должна распределяться по соотношению

$$\lambda_\alpha = \left(\frac{cb}{1-\sigma} \right) \left(\frac{q_\alpha}{1-\sigma_\alpha} \right)^{-1}. \quad (10.24)$$

Одновременно требуется выполнить (10.23). ГЭС могут различаться напором и расходом, поэтому для каждой ГЭС имеется свой множитель λ_j . Зависимость от расхода показана на рис. 10.3. Чем больше мощность и расход ГЭС, тем меньше относительная эффективность ее единицы мощности. Допустим, что общая нагрузка системы составляла величину $P_{\text{нагр}}$. Если ГЭС имеет большую мощность, то ТЭС будут работать с мощностью P_2 . При этом на ТЭС отключаются неэкономичные агрегаты. Удельная эффективность использования гид-

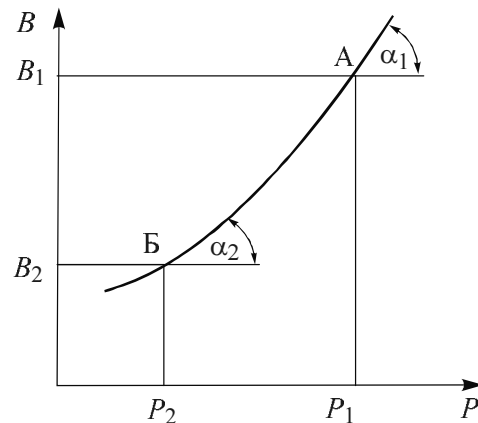


Рис. 10.3. Режим тепловых станций при работе ГЭС с различным расходом воды

ресурсов будет пропорциональна углу α_2 . При малой величине мощности ГЭС загружены большие мощности ТЭС, в том числе и неэкономичные, и удельная эффективность использования гидроресурсов 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

$$cb = \lambda_j q, \quad (10.25)$$

тогда

$$\lambda_j = \left(\frac{c\Delta B}{\Delta P} \right) \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P} \right)^{-1} = \frac{c\Delta B}{\Delta Q}. \quad (10.26)$$

Следовательно, λ_j – 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.

$$\lambda_j = \text{idem}. \quad (10.27)$$

Распределение нагрузки при переменном напоре ГЭС

Изменение напора ГЭС может вызываться непостоянством уровней верхнего и нижнего бьефа 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 бьефа. В специальной литературе эти вопросы рассмотрены детально. В данной книге они не отражаются, поскольку связаны с гидравлическими режимами бьефов ГЭС.

10.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ СТАНЦИЙ [1, 5, 7]

Метод относительных приростов дает простые условия распределения нагрузки между агрегатами электростанций. В этом случае не требуется учитывать электрическую сеть и можно использовать технические критерии оптимизации, что упрощает задачу. Рассмотрим наиболее типичные случаи.

Используя метод неопределенных множителей Лагранжа, можно получить условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами электростанции в виде равенства отношения приращения первичного ресурса (подведенной мощности) к приращению вторичного ресурса (полезной мощности) при соблюдении балансовых соотношений.

Рассмотрим распределение нагрузки между агрегатами тепловых станций. Для ТЭС возникают задачи распределения нагрузки между турбинами, котлами, блоками, частями станции. Простые условия наивыгоднейшего распределения получаются лишь для конденсационных турбоагрегатов, блоков и котлов. Условия наивыгоднейшего распределения нагрузки:

- между конденсационными турбинами

$$b_{Ti} = \frac{\Delta D_i}{\Delta P_i} = \text{idem}; \quad (10.28)$$

- между котлами

$$b_{Ki} = \frac{\Delta B_i}{\Delta D_i} = \text{idem}; \quad (10.29)$$

- между блоками

$$b_{\text{бл}i} = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i} = \text{idem}. \quad (10.30)$$

Легко показать, что

$$b_{\text{бл}i} = b_{Ti} b_{Ki}. \quad (10.31)$$

Условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между частями станции аналогичны (10.28) – (10.31), но каждая часть представляется эквивалентной характеристикой (эквивалентными характеристиками турбин, котлов, частей станции).

Условные обозначения: b_{ki} – относительный прирост для котла, который показывает изменение расхода условного топлива котла ΔB_i при изменении паросъема на ΔD_i ; b_{Ti} – относительный прирост для турбины, который показывает изменение расхода пара ΔD_i при изменении мощности турбин на ΔP_i ; $b_{\text{бл}}$ – относительный прирост для блока.

Блок ТЭС – это по существу электростанция, которая имеет свои энергетические характеристики. Если характеристики одинаковые, то нагрузка распределяется поровну. Главная задача – это выбор числа блоков, которые должны находиться в работе (см. гл. 12). Если агрегаты имеют различные характеристики, то нагрузка распределяется по критерию минимума расхода условного топлива на основе уравнения оптимизации (по равенству относительных приростов топлива для работающих блоков) (10.30).

Распределение нагрузки между агрегатами ТЭС, работающими на общий паропровод (рис. 10.4, а).

Критерием оптимизации служит минимум расхода пара по станции $D_{\text{ТЭС}} = \sum D_i = \min$. Условие наивыгоднейшего распределения нагрузки имеет вид (10.29). Особенность его выполнения в том, что характеристики относительных приростов турбины имеют разрыв непрерывности и две зоны работы.

Используя относительные приросты, можно определить очередность загрузки турбин (рис. 10.5).

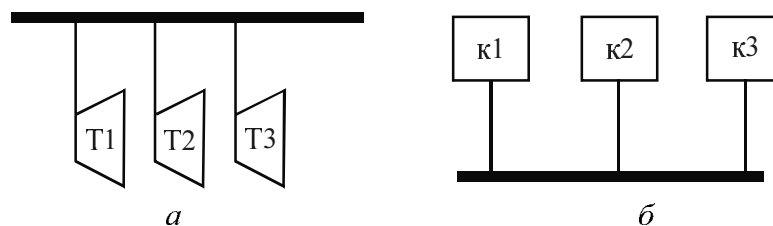


Рис. 10.4. Схема работы турбин (а) и котлов (б) на общий паропровод ТЭС

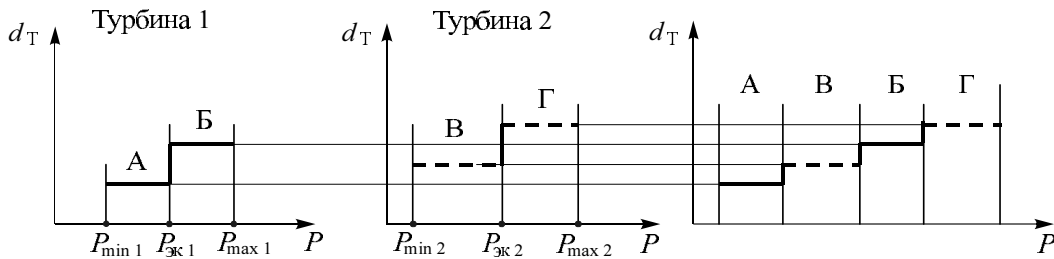


Рис. 10.5. Очередность загрузки станций по величине относительных приростов

Если турбины имеют ступенчато-кусочные характеристики, то агрегаты загружаются в порядке возрастания их относительных приростов.

Более сложны условия распределения нагрузки для станций, имеющих теплофикационные турбины. Для них относительные приросты зависят не только от электрической мощности, то и от расхода пара, идущего в производственные отборы, $D_{\text{п}}$. При распределении нагрузки между турбинами с отборами условия наивыгоднейшего распределения нагрузки имеют вид

$$\left. \begin{aligned} q_{i\text{э}} &= \lambda_{\text{э}}; \\ q_{i\text{т}} + \Delta q_{i\text{т}} \beta_i &= \lambda_{\text{т}}; \\ q_{i\text{п}} + \frac{\Delta q_{i\text{п}}}{\Delta D_{i\text{п}}} + \Delta q_{i\text{э}} \alpha_i &= \lambda_{\text{п}}, \end{aligned} \right\} \quad (10.32)$$

где $q_{i\text{т}}$, $q_{i\text{п}}$ – относительные приросты расхода теплоты при изменении величины отбора (теплофикационного и производственного) и постоянстве электрической мощности; $q_{i\text{э}}$ – относительный прирост расхода теплоты при изменении электрической мощности; $\Delta q_{i\text{э}}$, $\Delta q_{i\text{т}}$, $\Delta q_{i\text{п}}$, β_i , α_i – величины, которые могут быть найдены при аналитической записи диаграммы режимов турбины.

Имеется множество частных случаев тепловых схем ТЭС и состава их оборудования. Для них можно получить условия наивыгоднейшего распределения нагрузки, которые нашли широкое практическое применение.



10.5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК [1, 5, 9]

Задача распределения реактивных нагрузок может быть также решена методом множителей Лагранжа. Поскольку генерация реактивной мощности влияет главным образом на режим напряжений и потокораспределение мощностей системы, критерием оптимальности могут быть:

- затраты на реактивную мощность;
- потери активной мощности при передаче реактивной;
- затраты на потери активной мощности.

Достаточно просто с использованием названных критериев эта задача решается только для простой схемы электрических соединений. Если сеть сложная, то распределение реактивных мощностей влияет на режим сети и потокораспределение, и тогда необходимо оптимизировать режим всей системы.

Рассмотрим эту задачу для простого случая радиальной сети и будем оптимизировать режим распределения реактивных мощностей по критерию минимума потерь активной мощности. За счет снижения потерь можно уменьшить расход топлива станций системы.

Запишем эту задачу.

1. Уравнение цели – минимум потерь активной мощности:

$$\Delta P \Rightarrow \min .$$

2. Уравнение связи имеет вид $\Delta P_i(Q_i)$, где i – номер источника реактивной мощности.

3. Уравнение ограничения – балансовое уравнение реактивных нагрузок $Q_{\text{нагр}}$ и мощностей источников реактивной мощности Q_i , т. е.

$$W_Q = Q_{\text{нагр}} + \Delta Q - \sum_{i=1}^r Q_i = 0 .$$

4. Уравнение оптимизации с использованием метода множителей Лагранжа имеет вид

$$\frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i}} = \text{idem} . \quad (10.33)$$



Вывод уравнения оптимизации. Функция Лагранжа включает

$$\Phi = \Delta P + \lambda W_Q = \Delta P + \lambda \left(Q_{\text{нагр}} + \Delta Q - \sum_{i=1}^r Q_i \right).$$

Неизвестными в этой задаче являются r мощностей источников реактивной мощности и множитель Лагранжа λ , всего $r+1$ неизвестных. Для решения задачи составляется r уравнений дифференцированием функции Лагранжа по всем независимым переменным, а одно уравнение – это балансовое уравнение. Дифференцируя функцию Лагранжа, получаем r уравнений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i} \right) = 0.$$

Из него следует:

$$\lambda = \frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_1}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1}} = \frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_2}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_2}} = \dots = \text{idem}.$$

Это условие справедливо только тогда, когда генерация реактивной мощности не связана непосредственно с затратами топлива или мало влияет на них. В противном случае задачи распределения активных и реактивных мощностей должны решаться совместно.

Условие упрощается, если пренебречь потерями реактивной мощности, т. е. принять $\Delta Q = 0$, тогда условие оптимальности будет иметь вид

$$\lambda = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} = \text{idem}.$$

Физический смысл. Запишем это условие в конечных разностях и домножим числитель и знаменатель на ΔQ , тогда

$$\lambda = \frac{\frac{\Delta P}{\Delta Q} \Delta Q}{\left[1 - \frac{\Delta(\Delta Q)}{\Delta Q} \right] \Delta Q} = \frac{\Delta P}{\Delta Q - \Delta(\Delta Q)} = \frac{\Delta P}{\Delta Q_{\text{нагр}}} = \text{idem}. \quad (10.34)$$

Полученное условие показывает, что оптимальным будет такой режим, при котором для всех источников реактивной мощности относительные приросты потерь активной мощности к реактивной нагрузке потребителей будут равны.

10.6. РЕАЛИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

Ранее показано, что имеются математические модели для различных модификаций задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки. По ним разработаны алгоритмы и программы расчетов на ЭВМ, однако вопрос реализации остается актуальным. Можно точно с использованием ЭВМ рассчитать оптимальный режим, но чтобы получить эффект, необходимо быстро и точно реализовать полученное решение.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки – одна из главных задач оперативного управления. Она решается по этапам: оперативное планирование, текущая корректировка плановых режимов, автоматическое управление. Ежедневные расчеты выполняются для оптимизации распределения активных нагрузок. Режим по реактивной мощности и напряжению рассчитывается чаще всего только для характерных условий (месяц, квартал). Полученные рекомендации используются диспетчерским персоналом для ведения режима электрической сети, регулирования напряжения, регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов. Расчеты для энергосистем и объединений выполняются повсеместно в АСДУ. На станции применяются и ручные расчеты.

Все уровни управления режимами взаимосвязаны, и для распределения нагрузки требуется обширная информация от нижних уровней до самых верхних. Жесткие требования предъявляются к времени расчетов. Только на базе АСДУ можно быстро собрать и обработать необходимую информацию, решить комплекс режимных задач и при этом выполнить требования по времени расчетов.

Ежедневно в ЦДУ ЕС и всех ОДУ ОЭС планируется распределение нагрузки. В этих расчетах система представляется эквивалентной схемой. Энергообъектами схемы могут быть группа электростанций, эквивалентная энергосистема, отдельные ТЭС и ГЭС. Для более правильного учета ограничений по водно-энергетическим параметрам и водным ресурсам ГЭС еженедельно ведутся расчеты использования водных ресурсов на гидростанциях. Оператив-



ные планы внутри суток корректируются при «дооптимизации» режимов. Корректировка планов выполняется по специальным программам, в которых используются упрощенные алгоритмы.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки между электростанциями осуществляется и контролируется районными системами, за исключением тех станций, которые находятся в оперативном ведении верхних уровней управления. Контролируя режим и параметры систем, диспетчер делает вывод о совпадении прогнозных (плановых) и фактических условий работы системы. Если они не совпадают, то вносятся коррективы в плановые задания станциям.

Принцип «план – корректировка» реализуется наиболее качественно в АСДУ. Если АСДУ отсутствует, то диспетчер выполняет корректировку режима, пользуясь только приборами, своими знаниями и интуицией, и, конечно, эффективность управления системой снижается.

Диспетчерскому управлению принадлежит особая роль, так как при нем определяются и исходное состояние системы, и ее плановые режимы. Если эти расчеты выполнены неверно, то могут быть понижены надежность или показатели экономичности системы.

Следовательно, *оперативно-диспетчерский персонал осуществляет плановое регулирование активной и реактивной мощности* на основе расчетов наивыгоднейшего распределения нагрузки. При этом в подразделении системного оператора (СО) обеспечивается работа единой, объединенных и районных энергосистем и электростанций по заданному графику активных нагрузок, а также графики межсистемных перетоков мощности. Контролируется и выполнение ограничений по напряжению, реактивной мощности и др.

Кроме плановых изменений имеются и неплановые, случайные. Случайно меняются нагрузки, состояние системы, ее параметры. Они вызывают нарушение баланса мощности, которое влечет за собой изменение частоты. *Неплановые изменения мощности регулируются в основном автоматикой.*

Известно, что регулирование частоты связано с регулированием активной мощности. Нормируемая частота поддерживается изменением мощностей агрегатов и электростанций и, следовательно, связана с распределением нагрузки в системе. Изменение нагрузок потребителей не поддается точному определению даже на коротких периодах, поэтому наблюдаются постоянные колебания частоты. Регулирование осуществляют только частоторегулирующие станции системы.

При регулировании частоты в объединенных энергосистемах большое значение имеет пропускная способность межсистемных линий электропередачи. В процессе регулирования частоты меняется загрузка линий электропере-

дачи и она может достигнуть предельно допустимого значения. Чтобы не допускать перегрузки межсистемных электропередач, задают графики перетоков. Выделяется одна из энергосистем объединения, регулирующая частоту, а все другие энергосистемы выдерживают заданные перетоки мощности. Это все отражается на распределении нагрузки в объединении.

В управлении режимами широко применяется автоматика [1]. Дальнейшее развитие АСДУ будет сопровождаться еще большей автоматизацией распределения нагрузки на всех уровнях. В цепочке «оперативный план – корректировка плана, дооптимизация режима – автоматическое регулирование неплановых изменений баланса мощности и частоты» участие человека будет уменьшаться. За человеком в полной мере сохранятся только контрольные функции. Будет усиливаться взаимосвязь всех задач оптимизации режима по активным и реактивным мощностям и напряжениям в нормальных и аварийных режимах.

Распределение активной мощности между электрическими станциями методом равенства относительных приростов (пример расчета)

Исходные данные:

- схема системы рис. 10А;
- номинальное напряжение 220 кВ;
- нагрузка $S_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}} = 100 + j \cdot 60 \text{ МВ} \cdot \text{А};$
- энергетические характеристики электрических станций:

$$B_1(P_1) = 200 + 3P_1 + 0,1P_1^2 + 0,001333P_1^3,$$

$$B_2(P_2) = 200 + 4P_2 + 0,075P_2^2 + 0,001P_2^3.$$

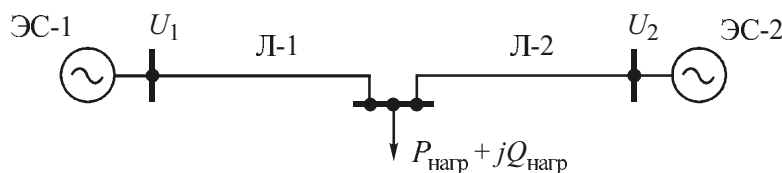


Рис. 10А. Схема системы

Требуется найти оптимальную загрузку для двух параллельно работающих ТЭС (узлы ЭС-1 и ЭС-2) и одну нагрузку $S_{\text{нагр}}$ (рис. 10А).



Порядок решения

1. По энергетическим характеристикам находим характеристики относительных приростов станций:

$$\begin{aligned}\varepsilon_1(P_1) &= 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2, \\ \varepsilon_2(P_2) &= 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2.\end{aligned}$$

2. Записываем условие оптимальности и вычисляем данные оптимального решения:

$$\begin{aligned}\varepsilon_1(P_1) &= \varepsilon_2(P_2), \\ W = P_1 + P_2 - P_{\text{нагр}} - \Delta P_{\Sigma} &= 0,\end{aligned}$$

или

$$\begin{aligned}3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 &= 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2, \\ P_1 + P_2 - P_{\text{нагр}} - \Delta P_{\Sigma} &= 0.\end{aligned}$$

Примем потери мощности равными нулю. Тогда уравнение связи одно, примем за зависимую переменную P_2 . Тогда P_1 является независимой переменной.

$$P_2 = P_{\text{нагр}} - P_1.$$

Подставим P_2 в уравнение равенства относительных приростов и получим уравнение с одним неизвестным P_1 :

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15(P_{\text{нагр}} - P_1) + 0,003(P_{\text{нагр}} - P_1)^2.$$

После приведения подобных членов и подстановки $P_{\text{нагр}} = 100$ МВт получим квадратное уравнение

$$P_1^2 + 950P_1 - 46\,000 = 0,$$

решение которого дает $P_1 = 46,1$ МВт, и $P_2 = 100 - 46,177 = 53,8$ МВт.



**Распределение активной мощности
между электрическими станциями методом равенства
относительных приростов с учетом потерь мощности в сетях
(пример расчета)**

Исходные данные сохраняются из предыдущей задачи. 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:

$$\frac{\frac{\partial B_i(P_{\Gamma i})}{\partial P_{\Gamma i}}}{1 - \sigma_i} = \frac{\frac{\partial P_{\Gamma i}}{\partial \Delta P_{\Sigma}}}{1 - \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{\Gamma i}}} = \varepsilon_{\sigma} \quad (i = 1, 2, \dots, n),$$

где n – число станций без балансирующей.

Решим задачу при том же ограничении:

$$W = \sum_i^{NT} P_{\Gamma i} - \sum_j^k P_{\text{нагр}j} - \Delta P_{\Sigma} = 0.$$

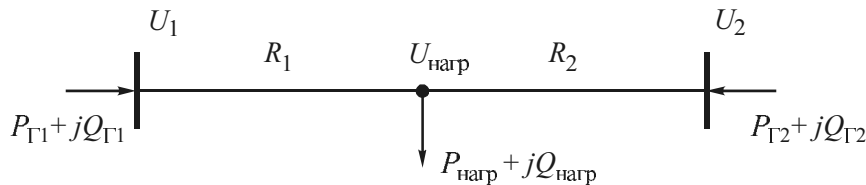


Рис. 10Б. Схема замещения ЭЭС

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. 10Б. Балансирующей будем считать вторую станцию. Таким образом, P_2 – это зависимая переменная. За независимую переменную примем P_1 .

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:

$$\frac{3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2}{1 - \sigma} = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2, \text{ а } P_2 = P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1.$$

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 так же, как в случае без учета изменения потерь в сети, но не с нулевыми потерями, как ранее, а с полученными по потокам мощности в сети из предыдущего решения: $P_1 = 46,1$ МВт и $P_2 = 53,8$ МВт.

Зная S_1 и S_2 , рассчитаем ΔP_{Σ} , затем найдем распределение нагрузки с учетом этих потерь:

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15(P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1) + 0,003(P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1)^2.$$

Далее выполним несколько итераций, в каждой из которых вычисляются:

- 1) относительная величина прироста потерь σ ;
- 2) мощность P_1 , путем решения уравнения

$$\frac{3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2}{1 - \sigma} = 4 + 0,15(P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1) + 0,003(P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1)^2;$$

- 3) мощность балансирующей станции

$$P_2 = P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma} - P_1;$$

- 4) потери мощности ΔP_{Σ} и возвращаемся 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.

**Распределение активной мощности
между электрическими станциями
методом приведенного градиента (пример расчета)**

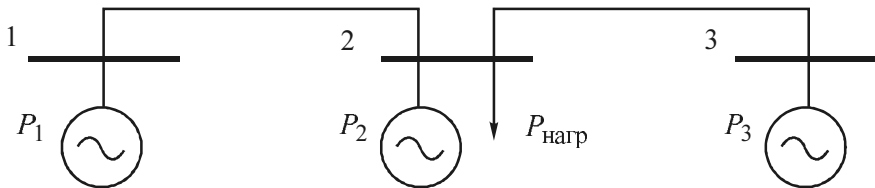


Рис. 10В. Схема ЭЭС

Исходные данные

- Схема содержит три станции (узлы 1, 2 и 3) (рис. 10В).
- Нагрузка сосредоточена в узле 2. $P_{\text{нагр}} = 200$ МВт.
- 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

1. Запишем уравнение баланса мощности в системе

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_{\text{нагр}} = 0.$$

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 один компонент $Y = (P_2)$, а вектор $X = (P_1, P_3)$ (можно принять и любую другую комбинацию).

2. Задаем исходное приближение $X = (P_1, P_3)$: $P_1 = 50$ МВт; $P_3 = 50$ МВт.

3. Вычисляем $P_2 = P_{\text{нагр}} - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100$ МВт.

4. 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
$$\left. \frac{\partial I}{\partial X} \right|_0 = \left(\frac{\partial I}{\partial P_1}, \frac{\partial I}{\partial P_3} \right) = (\varepsilon_1, \varepsilon_3), \quad \frac{\partial I}{\partial Y} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности имеем

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \left(\frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = (-1, -1).$$

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 равны:

$$\varepsilon_1 = 23 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 62 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 19 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Градиент $\text{grad}(I)$ равен

$$\text{grad}(I) = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial X_1} \\ \frac{\partial I}{\partial X_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial P_1} \\ \frac{\partial I}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -39 \\ -43 \end{pmatrix}.$$

Мерой сходимости процесса решения выберем величину квадрата нормы вектор-градиента (сумма квадратов элементов градиента)

$$\Delta^2 = (-39)^2 + (-43)^2 = 3370.$$

5. Выбираем пробный шаг $t = 0,5$ (произвольно) и определяем новые значения переменных:

$$P_1 = P_1 - t \text{grad}(I)_1 = 50 - 0,5(-39) = 69,5 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_3 - t \text{grad}(I)_2 = 50 - 0,5(-43) = 71,5 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{\text{нагр}} - P_1 - P_3 = 200 - 69,5 - 71,5 = 59 \text{ МВт}.$$

При этом 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:

$$\text{grad}(И) = \begin{pmatrix} 3,659 \\ -2,5 \end{pmatrix}, \quad \Delta = 4,432, \quad \Delta^2 = 19,64.$$

Квадрат нормы вектор-градиента (19,64) стал меньше, чем на предыдущей итерации (3370), т. е. итерационный процесс сходится.

Переходим к пункту 4, находим новые значения мощностей станций, новый градиент, проверяем сходимость процесса и, если норма опять меньше предыдущей, возвращаемся к пункту 4.

Весь процесс строим с пробным шагом $t = 0,5$.

Если на какой-то итерации норма станет больше предыдущей, то 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 анти-градиента.

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:

$$b = -3y_1 + 4y_2 - y_3;$$

$$a = 2y_1 - 4y_2 + 2y_3,$$

где y_1 соответствует $t = 0$, т. е. для данной итерации $y_1 = 19,64$; y_2 соответствует $t = 0,5$ ($y_2 = 8,27$) а 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.



Результаты итераций

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 10

Задачи оптимального распределения нагрузки чрезвычайно разнообразны. Они решаются с учетом пространственной и временной иерархии, в строгой и упрощенной постановке, по различным критериям оптимизации. Для них хорошо разработаны теоретический аппарат, алгоритмы и программы. Объясняется это тем, что они повсеместно используются при эксплуатации, при планировании развития и при исследованиях систем. Каждая задача при промышленной реализации имеет много тонкостей, которые невозможно изложить в книгах. Поэтому в настоящей главе даны только схема решения этих задач и физический смысл условий оптимальности. Это тот минимум, который достаточен для углубленного изучения вопроса.

Несмотря на богатейшие возможности современных вычислительных систем и развитие теории и методов оптимизации, принципы решения задач не изменились. Поэтому имеется возможность углубленно изучать этот материал по литературным источникам, изданным в 1980 – 1990-х годах. Их небольшая часть приводится в списке литературы [2, 3, 4, 5, 6, 9, 18].

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. В чем заключается цель оптимального распределения нагрузки между энергосистемами, станциями, агрегатами?



2. Каковы условия наивыгоднейшего распределения нагрузки энергосистемы, имеющей только тепловые станции для гидротепловой системы?
3. Поясните физический смысл условия равенства относительных приростов.
4. Каковы размерность и физический смысл множителя Лагранжа λ в условии наивыгоднейшего распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС?
5. Запишите условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами станций: котлами, турбинами, блоками, гидроагрегатами.
6. Запишите условие наивыгоднейшего распределения реактивной нагрузки между источниками реактивной мощности. Поясните их физический смысл.
7. Как реализуются расчетные рекомендации по наивыгоднейшему распределению нагрузки?
8. Поясните порядок вывода условий наивыгоднейшего распределения нагрузки на примере тепловой системы.

? Как корректируется распределение нагрузки при изменении планового графика нагрузки?



Глава 11

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ С УЧЕТОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Краткое содержание главы

Учет режима электрических сетей при решении
общесистемных задач оптимизации режимов
Упрощенный алгоритм оптимизации режима энергосистемы
Использование принципа адресных расчетов
Эквивалентная схема оптового рынка электроэнергии

11.1. УЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ РЕШЕНИИ ОБЩЕСИСТЕМНЫХ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ [4, 5, 7, 8, 9]

При решении общесистемных задач расчет режимов электрических сетей по трудоемкости расчетов и сложности методов значительно превосходит стационарные задачи, примерно 80 % составляет объем сетевых расчетов. Основная проблема – это размерность задач. В отдельных ЭЭС размерность (число неизвестных) для стационарных задач 300...500, а для сетевых – на один-два порядка больше. Даже при расчете сетей это требует специальных разработок по уменьшению размерности – эквивалентированию, уменьшения границ сетевой системы и др. Это же делается и при решении режимных задач для ЭЭС.

Самый простой способ – это приближенно учитывать потери и вносить их в энергетические характеристики электростанций.

При комплексной оптимизации рассматривается полная задача расчета режима активных и реактивных мощностей системы. Электрическая сеть представляется таким образом, чтобы получить активные и реактивные мощности по



всем необходимым ветвям и узлам. Так как изменения потоков мощности в сети влияют на узловые напряжения, то изменение потоков активных мощностей повлияет на потоки реактивных и наоборот. Главные трудности комплексной оптимизации заключаются в том, что сочетаются две задачи: оптимального распределения нагрузки между станциями и оптимального режима сетей.

Рассматриваемая задача нелинейная, имеет высокую размерность и алгоритмически достаточно сложна. Для ее решения применяются методы нелинейного программирования.

Рассмотрим основные положения решения задачи комплексной оптимизации для энергосистемы, состоящей только из тепловых электростанций.

Постановка задачи. ОЭС состоит из $i = 1, 2, \dots, M$ обобщенных и отдельных узлов, и имеются только тепловые станции. Параметры режима: $P_{\Gamma i}$, $Q_{\Gamma i}$ – активные и реактивные мощности генераторных узлов; U_i , δ_i – модули напряжений и фазовые углы в узлах системы. Известны активные и реактивные нагрузки в узлах, причем они не зависят от напряжений и частоты системы. Требуется определить оптимальное распределение нагрузки по условию минимума затрат.

1. Уравнение цели при использовании в качестве критерия издержек станций

$$I(Z) \Rightarrow \min.$$

Вектор параметров Z разделяется на вектор независимых переменных

$$Y(U_i, \delta_i)$$

и зависимых переменных

$$X(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}).$$

Тогда можно записать:

$$I[U_i, \delta_i, P_{\Gamma i}(U_i, \delta_i), Q_{\Gamma i}(U_i, \delta_i)] \Rightarrow \min.$$

2. Уравнения связи включают эквивалентные характеристики генераторных узлов (электростанций) вида

$$I_i(P_{\Gamma i}).$$

3. Уравнения ограничений, которые задаются в виде неравенств

$$P_{\Gamma i \min} \leq P_{\Gamma i} \leq P_{\Gamma i \max};$$



$$Q_{\Gamma i \min} \leq Q_{\Gamma i} \leq Q_{\Gamma i \max} ;$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} ;$$

$$\delta_{i \min} \leq \delta_i \leq \delta_{i \max} .$$

Задаются также балансовые ограничения по активным и реактивным мощностям в виде системы уравнений установившегося режима.

Для каждого узла баланс по мощности равен (рис. 11.1):

$$W_{P_{i\text{нб}}} = P_{i\text{нб}} = P_{\Gamma i} - P_i - P_{\text{нагр}i} ;$$

$$W_{Q_{i\text{нб}}} = Q_{i\text{нб}} = Q_{\Gamma i} - Q_i - Q_{\text{нагр}i} .$$

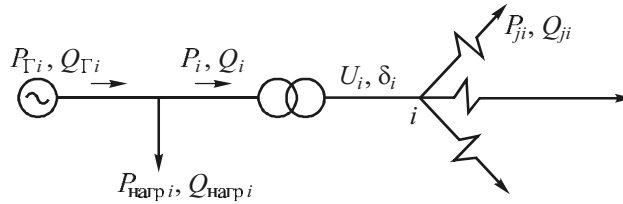


Рис. 11.1. Узел электрической системы

В уравнениях $P_{i\text{нб}}$, $Q_{i\text{нб}}$ – функции небаланса по активной и реактивной мощностям.

Когда в стационарном режиме в узлах системы имеется баланс, то $W_{P_{i\text{нб}}} = 0$, $W_{Q_{i\text{нб}}} = 0$. Если в стационарном режиме изменить независимые переменные U_i , δ_i , то появится небаланс и $W_{P_{i\text{нб}}} > 0$, $W_{Q_{i\text{нб}}} > 0$. Изменяя $P_{\Gamma i}$, $Q_{\Gamma i}$, можно получать новый допустимый режим для новых значений U_i , δ_i . Задача и будет заключаться в том, чтобы найти такое решение уравнений установившегося режима, при котором $I \Rightarrow \min$.

4. Уравнения оптимального управления формируются с помощью определенного метода оптимизации. В разработанных промышленных программах использовался градиентный метод. В процессе оптимизации осуществляется переход от допустимого режима системы к оптимальному.

Решение считается оптимальным, если модуль вектор-градиента ∇I функции $B(X, Y)$ будет меньше заданного малого значения, т. е.

$$|\nabla I| \leq \varepsilon .$$



Алгоритм комплексной оптимизации может применяться для решения разнообразных режимных задач. Можно по нему проверить допустимость напряжений в узлах и токов в ветвях при различной нагрузке системы. Можно определить мероприятия по поддержанию режима, который дает возможность решать задачи по расчету стоимости потоков и потерь мощности, что требуется во многих коммерческих задачах, и позволяет вести контрольные расчеты режимов при изменении схемы сети и пр. Вместе с тем при управлении ЭЭС часто решаются задачи, не требующие комплексной оптимизации и успешно использующие более простые методы расчета.

11.2. УПРОЩЕННЫЙ АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ [9]

Часто вместо совместной задачи расчета режима активных и реактивных мощностей рассматриваются две отдельные задачи. Одна – определение режима активных мощностей при заданных напряжениях в узлах сети. Вторая – расчет реактивных мощностей при заданных активных мощностях в узлах генерации. Связи между этими задачами учитываются в виде ограничений.

Обычно при разделении задач вначале находятся активные мощности станций при известных реактивных мощностях и напряжениях в узлах сети и заданных коэффициентах трансформации трансформаторов и автотрансформаторов. Затем рассчитываются все параметры электрической сети при известных активных мощностях станций в генераторных узлах. Разделение общей задачи на две взаимосвязанные подзадачи позволяет существенно упростить алгоритмы расчета. В этом случае можно для оптимизации применить метод множителей Лагранжа. Рассмотрим решение упрощенной задачи.

Пусть в энергосистеме на параллельную работу включено n активных и m реактивных источников мощности, связанных с узлами нагрузки сетью произвольной конфигурации. Целевая функция такой оптимизационной задачи имеет вид

$$И = \sum_{i=1}^n И_i \Rightarrow \min .$$

Ограничение по балансу активной мощности имеет вид

$$W_P = \sum_{i=1}^n P_i - \Delta P - P_{\text{нагр}} = 0 .$$



Аналогично по реактивной мощности:

$$W_Q = \sum_{i=1}^m Q_i - \Delta Q - Q_{\text{нагр}} = 0.$$

Здесь ΔP и ΔQ – потери активной и реактивной мощности в электрических сетях.

Функция Лагранжа включает эти два уравнения ограничений и имеет вид

$$\Phi = \sum_{i=1}^n I_i + \lambda_1 W_P + \lambda_2 W_Q.$$

Решение находится из уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = \frac{\partial I_i}{\partial P_i} + \lambda_1 \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \right) + \lambda_2 \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_i} = 0 & \quad n \text{ уравнений;} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = -\lambda_1 \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} + \lambda_2 \left(1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i} \right) = 0 & \quad m \text{ уравнений.} \end{aligned} \right\}$$

Найдем из m уравнений отношение λ_2 и λ_1 :

$$J_i = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} = \frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i}} = \frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q_i}}.$$

Обозначим $\sigma_{Q_i} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial Q_i}$ дифференциальный показатель (относительный

прирост) потерь реактивной мощности в сети. Он показывает, насколько возрастает потеря реактивной мощности во всей электрической сети при изменении реактивной нагрузки i -го источника на ∂Q_i .

Записав это уравнение для каждого из m источников реактивной мощности и приравняв правые части, получим условие наивыгоднейшего распределения реактивных мощностей энергосистемы:

$$\frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q_i}} = \text{idem}.$$



Обратимся теперь к уравнениям группы n . Запишем одно из них в виде

$$b_i + \lambda_1(1 - \sigma_i) - \lambda_1 J_i \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_i} = 0,$$

где σ_i – дифференциальный показатель (относительный прирост) потерь активной мощности в системе.

Получим

$$\frac{b_i(1 - \sigma_{Q_i})}{1 - \sigma_i - \sigma_{Q_i} + \sigma_i \sigma_{Q_i} \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_i} \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}} = \text{idem}.$$

Это и есть общее условие наивыгоднейшего распределения активной и реактивной нагрузки в сложной энергосистеме с учетом потерь мощности в электрической сети.

Если активная и реактивная мощность распределяются независимо, то это уравнение распадается на два:

$$\left. \begin{aligned} \frac{b_i}{(1 - \sigma_i)} &= \text{idem}; \\ \frac{\frac{\partial \Delta Q}{\partial P_i}}{1 - \sigma_{Q_i}} &= \text{idem}. \end{aligned} \right\}$$

В общем случае необходимо найти четыре производные: σ , σ_Q , $\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial P_i}$ и

$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}$, что является трудоемкой задачей.

Определение производных требует многократного расчета режима электрических сетей, когда при использовании специальной схемы можно получить все необходимые производные. Это недостаток рассмотренного алгоритма, поэтому он применяется для концентрированных энергосистем или в совокупности с другими методами оптимизации режима.



11.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПА АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ

Рассмотрим принципы адресного распределения потоков мощности и электроэнергии в электроэнергетической системе [11]. Адресные расчеты дают связи между узлами системы по величине режимных параметров, передаваемых по определенным трассам, которые могут быть получены при расчете нормальных режимов ЭЭС. Не давая полного состава всех адресных задач, можно указать их группы по видам. Приведем примеры адресных задач.

1. Адресное распределение потоков мощности и потерь между узлами нагрузки и генераторными узлами (рис. 11.2). Узлами нагрузки могут быть СК, зоны и другие единицы. Частным случаем является схема с одним узлом генерации или с одним узлом нагрузки в зоне электроснабжения.

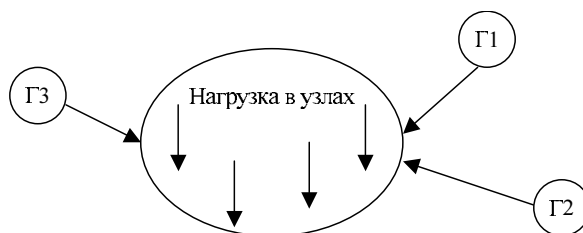


Рис. 11.2. Схема адресного распределения для узлов генерации

2. Оценка потоков транзитной мощности и потерь между группами СК. Каждое сетевое предприятие представляется в виде концентрированного узла нагрузки и генерации (рис. 11.3), и определяются доли от транзитной передачи и от обменных мощностей между СК.

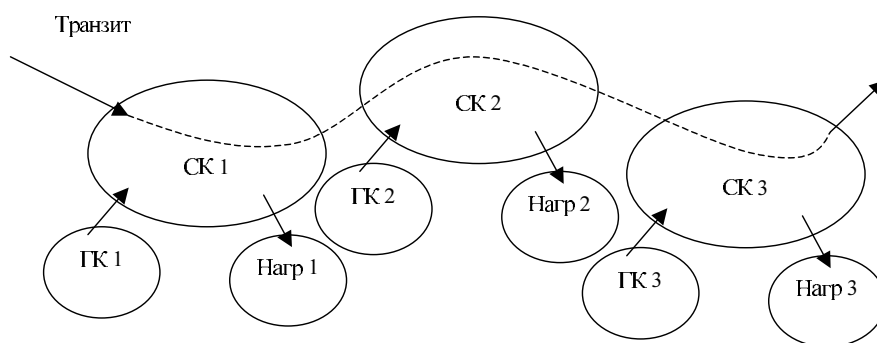


Рис. 11.3. Схема адресного транзита мощности для группы СК

3. Расчет транзита электроэнергии и мощности в границах одного сетевого предприятия с частичным отбором мощности (рис. 11.4).

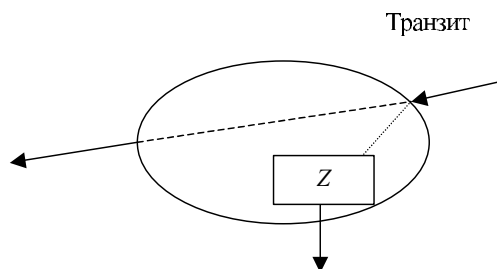


Рис. 11.4. Схема адресного распределения для одного сетевого предприятия

4. Определение потоков и потерь мощности в зонах одной СК, отличающихся схемой и параметрами по напряжению (U) (рис. 11.5).

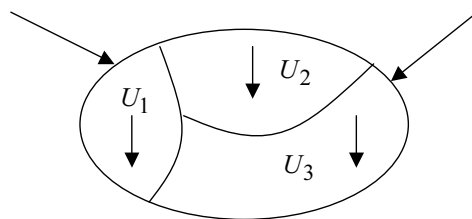


Рис. 11.5. Схемы адресного распределения в границах СК

5. Транспорт электроэнергии по распределительным сетям СК (рис. 11.6). В структурной схеме сети учитывается звено электроснабжающей компании (ЭСК). Оно является перепродавцом для потребителей (П) и, хотя это не отражается на электрической схеме, но изменяет цены на транспорт.

Методика расчета нормального режима электрической системы, позволяющая получать адресные потоки активной и реактивной мощности, электроэнергии, потерь мощности и электроэнергии

Расчет допустимого нормального режима электрической сети – классическая задача электроэнергетики. Адресный принцип реализуется на его основе. Загрузка элементов электрической сети складывается из суммы перетоков к различным потребителям.

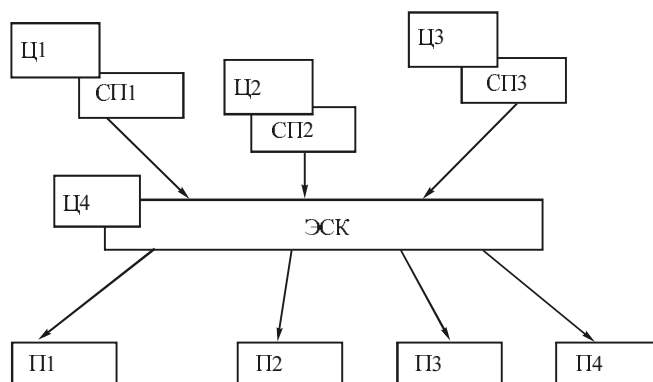


Рис. 11.6. Схема коммерческой задачи транспорта электроэнергии

Адресные расчеты транзитных потоков и потерь мощности. Для системобразующих сетей главное значение имеет разделение потерь электроэнергии между субъектами рынка. Суммарный переток вызывает потери мощности и энергии. Величина доли потерь от транзита мощности по сети для разных потребителей 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 на простейшей схеме (рис. 11.7).

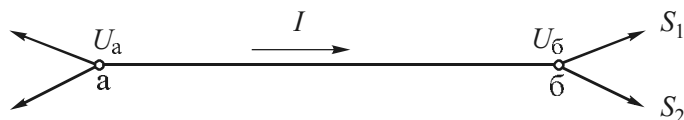


Рис. 11.7. Схема участка сети

Пусть по участку линии аб протекают мощности S_1 и S_2 , т. е. транзитные токи

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot U_6} = I_{1a} - jI_{1p}, \\ I_2 &= \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} \cdot U_6} = I_{2a} - jI_{2p}. \end{aligned} \right\} \quad (11.1)$$

Потери мощности

$$\Delta P = 3 \left((I_{1a} + I_{2a})^2 + (I_{1p} + I_{2p})^2 \right) r. \quad (11.2)$$

Если бы мощность передавалась отдельно для каждой нагрузки S_1 и S_2 , то величина потерь

$$\Delta P' = 3I_1^2 r + 3I_2^2 r = \Delta P'_1 + \Delta P'_2. \quad (11.3)$$

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 (11.3).

Уравнение (11.2) перепишем в виде

$$\Delta P = 3 \operatorname{Re} \left(\Delta U_{аб} (\bar{I}_1 + \bar{I}_2) \right) = 3 \operatorname{Re} \Delta U_{аб} \bar{I}_1 + 3 \operatorname{Re} \Delta U_{аб} \bar{I}_2 = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (11.4)$$

где $\Delta U_{аб}$ – 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 .

Преобразовывая уравнение (11.4), получаем

$$\begin{aligned} \Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 3I_1^2 r \left(1 + \frac{I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_1^2} \right) + \\ + 3I_2^2 r \left(1 + \frac{I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_2^2} \right) = \alpha_1 \Delta P'_1 + \alpha_2 \Delta P'_2, \end{aligned} \quad (11.5)$$

где α_1 , α_2 – коэффициенты изменения потерь соответственно для первого и второго тока нагрузки при их совместном протекании по линии.

Из (11.5) 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

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{I_1^2 + I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_2^2 + I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}} \frac{I_2^2}{I_1^2}. \quad (11.6)$$



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 :

$$\alpha_1 = 1 + \frac{I_2}{I_1}, \quad (11.7)$$

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 добавляет, а снижает общие потери мощности на участке линии. Причем 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:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{i=n} \alpha_i I_i^2 r. \quad (11.8)$$

Коэффициент изменения потерь для произвольного (i -го) тока

$$\alpha_i = 1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (I_{ia} I_{ja} + I_{ip} I_{jp}) / I_i^2. \quad (11.9)$$

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

$$T = Y_{\text{в}} M^T Y^{-1} J_{\text{д}}, \quad (11.10)$$

где $Y_{\text{в}}$ – столбцовая матрица проводимостей ветвей; M^T – транспонированная матрица матрицы соединений по узлам; Y – матрица собственных и взаимных проводимостей схемы сети; $J_{\text{д}}$ – 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.

$$I_k = c_{k1} J_1; c_{k2} J_2; c_{k3} J_3; \dots; c_{kn} J_n = J_{k1}; J_{k2}; J_{k3}; \dots; J_{kn}. \quad (11.11)$$

Если известны доли задающих токов по ветвям, т. е. транзитные токи, то можно по (11.9) найти коэффициенты изменения потоков и потерь для каждой доли тока нагрузки, протекающей по данной ветви, а по (11.11) определить потоки, потери мощности и составляющие потерь, вызванные транзитом токов нагрузок по этой ветви. Для этой цели составляется матрица

$$[\alpha T^2] = \begin{bmatrix} \alpha_{11} J_{11}^2 & \alpha_{12} J_{12}^2 & \dots & \alpha_{1n} J_{1n}^2 \\ \alpha_{21} J_{21}^2 & \alpha_{22} J_{22}^2 & \dots & \alpha_{2n} J_{2n}^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{p1} J_{p1}^2 & \alpha_{p2} J_{p2}^2 & \dots & \alpha_{pn} J_{pn}^2 \end{bmatrix}. \quad (11.12)$$

Элементы матрицы $[\alpha T^2]$ могут быть также найдены по выражению

$$\alpha_{ki} J_{ki}^2 = I_{ki}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (J_{kia} J_{kja} + J_{kip} J_{kip}). \quad (11.13)$$

Используя матрицу $[\alpha T^2]$, найдем матрицу составляющих потоков и потерь мощности в ветвях схемы сети от транзита по ним токов нагрузок:

$$S = U_{\text{д}} [\alpha T], \quad \Delta P_{\text{в}} = r_{\text{д}} [\alpha T^2], \quad (11.14)$$

где $r_{\text{д}}$ – диагональная матрица сопротивлений схемы сети.



Матрица суммарных потерь по ветвям схемы сети имеет вид

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} n, \quad (11.15)$$

а матрица суммарных потерь в ветвях схемы сети, отнесенных на долю каждого задающего тока нагрузки,

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma}^T m, \quad (11.16)$$

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, 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 не учтенных 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

$$\alpha_{k,m} = \alpha_{k,H} \alpha_{P,m}, \quad (1.17)$$

где P – индекс ветви, по которой течет ток к узлу m от узла H .

Часть адресных задач требует комплексной оптимизации режима системы по активной и реактивной мощности. Но тем не менее в упрощенной постановке можно ограничиться только активной или только реактивной мощностью. Это важно не только для упрощения расчетов, но главным образом для информационного обеспечения.

Адресные задачи, которые рассмотрены выше, решаются с использованием методов расчета нормальных режимов. Большую роль играет организация решений адресных задач.

Из всех возможных методов анализа для наших задач наибольшую эффективность дает матричный метод. Матричный анализ хорошо разработан и применяется в электротехнике. Он может широко применяться при анализе решений адресных задач. Как уже говорилось, для энергетических систем характерны разные сетевые структуры. Это различие можно легко отразить в матрице задающих параметров и параметров, полученных в результате решения адресной задачи.

11.4. ЭКВИВАЛЕНТНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА

Электрическая система оптового электроэнергетического рынка может эквивалентироваться в границах отдельных ЭЭС. В [16] приведены принципы такого эквивалентирования. Составляется общая эквивалентная схема. В ней есть концентрированные узлы (рис. 11.8), связанные между собой сетью. При этом существенно упрощается задача наивыгоднейшего распределения нагрузки. Если рассматривать всю электрическую систему, то ее сеть достаточно сложная, велика размерность задачи и при ее решении возникают стандартные трудности учета режима сетей. Если выделять достаточно стабильные зоны, то размерность задачи существенно снижается.

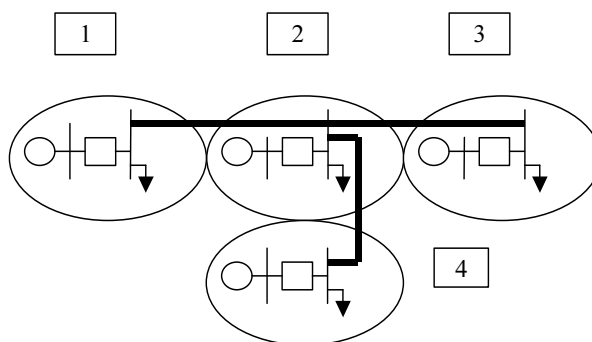


Рис. 11.8. Схематичный пример системы с эквивалентными узлами (1, 2, 3, 4) в виде зон электроснабжения

Схематичный пример системы с использованием такого принципа эквивалентирования приведен на рис. 11.8. Размерность задачи при эквивалентировании существенно понижается. Упрощается и схема электрических связей. Это позволяет упростить и задачу наивыгоднейшего распределения нагрузки даже при использовании комплексного алгоритма оптимизации режима.

Задачу распределения нагрузки можно еще больше упростить, если не осуществляется транзит мощности через зоны электроснабжения, а обменные мощности могут быть только между соседними зонами. Ее можно решать в границах обменных мощностей. Например, для рис. 11.8 имеются варианты связей (1–2), (2–3), (2–1, 2–3, 2–4). При корректировке производится перераспределение нагрузки в границах обменных мощностей.



Адресные расчеты потоков мощности (пример расчета)

Дана система, состоящая из двух генерирующих компаний и трех сетевых компаний. Необходимо найти стоимости потребленных мощностей (руб/кВт) в каждом узле:

- 1) по средним показателям в системе;
- 2) по маржинальной цене;
- 3) по адресному принципу.

Все исходные данные показаны на рис. 11А.

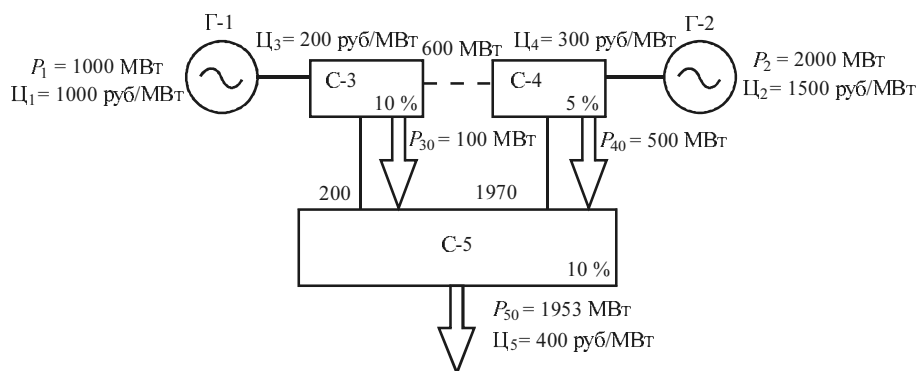


Рис. 11А. Энергосистема со всеми указанными на ней исходными данными

Определение издержек в узлах нагрузки по средним показателям для ЭЭС

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям.

$$C_1 = \Pi_1 P_1 = 10^3 \cdot 10^3 = 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_2 = \Pi_2 P_2 = 2000 \cdot 1500 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_3 = \Pi_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_4 = \Pi_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_5 = \Pi_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Найдем суммарную стоимость (издержки) в системе:

$$C_{\text{ЭЭС}} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 = 5,848 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$



Найдем удельную стоимость по системе:

$$C_{\text{ЭЭС уд}} = C_{\text{ЭЭС}} / (P_1 + P_2) = 5,848 \cdot 10^6 / (1000 + 2000) = 1949,33 \text{ руб./МВт.}$$

Стоимость за 1 МВт, найденная по среднему показателю в системе, будет одинакова в любом узле системы и не будет зависеть от месторасположения узла. Общая стоимость за всю потребленную мощность будет зависеть только от величины этой мощности. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле.

$$C_{30} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{30} = 1949,33 \cdot 100 = 1,95 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{40} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{40} = 1949,33 \cdot 500 = 9,75 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{50} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{50} = 1949,33 \cdot 1953 = 3,81 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 4,98 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Определение издержек в узлах нагрузки по маржинальной стоимости

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям. В данном случае цены по сетевым компаниям останутся прежними, а для генерирующих возьмем маржинальную цену, т. е. наибольшую из двух.

$$C_1 = C_1 P_1 = 1500 \cdot 10^3 = 1,5 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_2 = C_2 P_2 = 1500 \cdot 2000 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_3 = C_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_4 = C_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_5 = C_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Найдем удельные стоимости (издержки) для узлов 3 и 4. Удельные стоимости для потребителей 3 и 4 будут одинаковыми, так как в этом случае мы принимаем, что обе эти нагрузки потребляют мощность, выработанную обеими генерирующими компаниями и распределенную обеими сетевыми компаниями:

$$C_{\text{удРЗ-Р4}} = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4) / (P_1 + P_2) = 1826,67 \text{ руб./МВт.}$$

Найдем удельную стоимость для узла 5:

$$C_{\text{ЭЭС уд}} = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5) / (P_1 + P_2) = 6,348 \cdot 10^6 / (1000 + 2000) = 2116 \text{ руб./МВт.}$$

Стоимость за 1 МВт, найденная по маржинальной стоимости в системе, будет различной. В узлах 3 и 4 будет одна стоимость за 1 МВт,



в узле 5 – другая. Это будет зависеть от того, через сколько СК прошла потребленная мощность. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле.

$$C_{30} = C_{\text{ЭЭС уд}} \cdot P_{30} = 1826,67 \cdot 100 = 1,826 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{40} = C_{\text{ЭЭС уд}} \cdot P_{40} = 1826,67 \cdot 500 = 9,133 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{50} = C_{\text{ЭЭС уд}} \cdot P_{50} = 2116 \cdot 1953 = 4,133 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 5,228 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Определение издержек в узлах нагрузки по адресному принципу

Способ 1

Потребитель платит за потери как от выработанной ГК мощности, так и за потери распределенной СК мощности.

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям.

$$C_1 = \Pi_1 P_1 = 1000 \cdot 10^3 = 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_2 = \Pi_2 P_2 = 1500 \cdot 2000 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_3 = \Pi_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_4 = \Pi_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_5 = \Pi_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

По адресному принципу мы принимаем, что мощность, потребляемая третьим узлом, полностью берется из первого узла. Оставшаяся мощность от первой генерирующей компании расходуется по сетевым компаниям: 600 МВт идет к четвертой сетевой компании, 200 МВт – к пятой. Нагрузка в узле 4 полностью питается от второй генерирующей компании. Вся оставшаяся мощность уходит к пятой сетевой компании. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле с учетом всех потерь.

$$C_{30} = (P_{30} \Pi_1 / 0,9) + (P_{30} \Pi_3 / 0,9) = 1333,33 \cdot 100 = 1,33 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{40} = (P_{40} \Pi_2 / 0,95) + (P_{40} \Pi_4 / 0,95) = 1894,74 \cdot 500 = 9,474 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} C_{50} &= (P_{53} \Pi_5) + (P_{54} \Pi_5) + (P_{53} (\Pi_1 + \Pi_3) / 0,9) + (P_{54} \Pi_4) + \\ &+ (P_{54} (\Pi_1 + \Pi_3) / 0,9) + ((P_{53} - P_{54}) / 0,95) (\Pi_2 + \Pi_4) / 0,95 = \\ &= 200 \cdot 400 + 1970 \cdot 400 + 200 \cdot 1200 / 0,9 + 600 \cdot 300 + 600 \cdot 1200 / 0,9 + \\ &+ (1970 - 570) 1800 / 0,95 = (0,08 + 0,788 + 0,267 + 0,18 + 0,8 + 2,65) 10^6 = \\ &= 4,765 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 5,845 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$



Способ 2

Потребитель платит за потери только от выработанной ГК мощности, а за потери распределенной СК мощности не платит.

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям.

$$C_1 = \Pi_1 P_1 = 1000 \cdot 10^3 = 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_2 = \Pi_2 P_2 = 1500 \cdot 2000 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_3 = \Pi_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_4 = \Pi_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_5 = \Pi_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

По адресному принципу мы принимаем, что мощность, потребляемая третьим узлом, полностью берется из первого узла. Оставшаяся мощность от первой генерирующей компании расходуется по сетевым компаниям: 600 МВт идет к четвертой сетевой компании, 200 МВт – к пятой. Нагрузка в узле 4 полностью питается от второй генерирующей компании. Вся оставшаяся мощность уходит к пятой сетевой компании. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле с учетом всех потерь.

$$C_{30} = (P_{30} \Pi_1 / 0,9) + (P_{30} \Pi_3) = 1,333 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{40} = (P_{40} \Pi_2 / 0,95) + (P_{40} \Pi_4) = 9,39 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} C_{50} = & ((P_{53} + P_{34}) \Pi_1 / 0,9) + (P_{145} \Pi_2 / 0,95) + (P_{34} \Pi_3) + (P_{35} \Pi_3) + \\ & + (P_{43} 0,95 \Pi_4) + P_{145} \Pi_4 + P_{50} \Pi_5 = ((200 + 600)1000 / 0,9) + \\ & + 1400 \cdot 150 / 0,95 + (200 + 600)200 + 600 \cdot 0,95 \cdot 300 + 1400 \cdot 300 + \\ & + 1953 \cdot 400 = 4,632 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 5,304 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Таблица 11А

По средним показателям	По маржинальной цене	По адресному принципу 1	По адресному принципу 2
$0,195 \cdot 10^6$	$0,1826 \cdot 10^6$	$0,1333 \cdot 10^6$	$0,1333 \cdot 10^6$
$0,975 \cdot 10^6$	$0,9133 \cdot 10^6$	$0,9474 \cdot 10^6$	$0,939 \cdot 10^6$
$3,81 \cdot 10^6$	$4,133 \cdot 10^6$	$4,765 \cdot 10^6$	$4,632 \cdot 10^6$
$4,98 \cdot 10^6$	$5,228 \cdot 10^6$	$5,845 \cdot 10^6$	$5,304 \cdot 10^6$



По данным, сведенным в табл. 11А, можно сделать следующие выводы.

1. В расчете по средним показателям будет самая наименьшая стоимость потребленной мощности, а это не самый выгодный вариант для сетевых и генерирующих компаний. Но так как это самый простой и понятный способ рассчитать стоимости потребляемой мощности (электроэнергии), то в настоящее время пользуются именно им. Также удаленные потребители не переплачивают за потери и услуги всех сетевых компаний, через которые им приходит мощность.

2. В расчете по маржинальной цене суммарная стоимость потребленной мощности увеличилась. При этом стоимости, которые заплатили потребители в третьем и четвертом узлах, уменьшились. Увеличение суммарной стоимости объясняется тем, что потребители в пятом узле заплатили больше, так как в расчете учитывалось распределение всеми сетевыми компаниями. Выгоду получила также первая генерирующая компания, поскольку ее мощность продавалась по завышенной цене.

3. В расчете по адресному принципу суммарная стоимость увеличилась еще больше и опять же за счет потребителей в пятом, самом удаленном, узле. Этот способ расчета выгоден для расположенных вблизи потребителей, но не выгоден для удаленных потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 11

Модели и методы оптимизации режимов системы с учетом режима сетей разработаны в строгой и упрощенной постановке. Они позволяют рассматривать режимы системы в совокупности, не разделяя задачу на расчет режимов реактивной и активной мощности. Во многих случаях это повышает точность расчетов и позволяет решать большой набор режимных задач.

В настоящее время возникает ряд задач, в которых необходимо распределять потоки с учетом адресности мощности.

Возникает также необходимость в адресном распределении потерь мощности между станциями и потребителями.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. В чем состоят трудности учета режимов электрических сетей при расчетах режима ЭЭС?
2. Что такое комплексная оптимизация режимов системы?
3. Запишите уравнения математической модели комплексной оптимизации режимов.



4. Что дает разделение задачи комплексной оптимизации на две подзадачи – оптимизацию режима по активной и реактивной мощности?
5. Какая из задач играет бóльшую роль при расчете балансов активных мощностей ЭЭЭ: подзадача режима по активной или реактивной мощности?
6. Запишите уравнения оптимизации для упрощенной модели учета потерь активной мощности при использовании относительных приростов.
7. Как можно распределить потери по узлам сети и какой способ выбрать?
8. В каких задачах требуется адресное распределение потерь мощности?
9. Назовите области использования адресных расчетов режимов.
10. Как вы думаете: для потребителей более обоснованны адресные расчеты или расчеты в среднем?
11. Потери активной мощности могут меняться от 2 до 20 %, от чего это зависит?

? Расчеты режимов сетей проводятся по эквивалентным схемам. Как осуществлять эквивалентирование?



Глава 12

ОПТИМАЛЬНЫЕ ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Краткое содержание главы

Эквивалентные характеристики электростанций
Энергетические характеристики станции с одинаковыми агрегатами
Построение эквивалентных характеристик станции методом динамического программирования
Построение эквивалентных характеристик станции при заданном составе работающих агрегатов
Эквивалентные характеристики ТЭС
Среднеинтервальные характеристики

12.1. ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ [1, 5, 7]

Эквивалентные характеристики электростанций в обобщенном виде дают связи параметров режима для станции или нескольких станций.

Для того чтобы построить эквивалентную энергетическую характеристику станции, необходимо знать, какие будут работать агрегаты и какие у них энергетические характеристики, как между ними распределяется нагрузка. Если строится эквивалентная характеристика группы станций, то каждая станция задается своей характеристикой и решается задача, как распределить нагрузку между станциями.

Можно использовать различные способы построения эквивалентных характеристик, например статистическую информацию. В этих характеристиках отражается реальная картина энергетического использования агрегатов, станций, систем. Статистика включает и хорошие и плохие решения по режимам. Статистические характеристики дают картину в среднем. Принципы построения их для агрегатов, станций и систем одинаковы.

Можно строить оптимальные характеристики двух видов. Первый, когда задан состав работающего оборудования и решается только задача оптималь-



ного распределения нагрузки. Второй, когда решается общая задача о выборе оптимального состава агрегатов и наивыгоднейшем распределении нагрузки между ними.

Эквивалентные характеристики могут отражать не только мгновенные показатели, но и интегральные для определенного периода времени.

Мгновенные энергетические характеристики электростанций. Характеристики дают связь подведенной и полезной мощности по станции или показателей, пропорциональных им для режима в текущем времени. Характеристика станции зависит от состава работающих агрегатов, их активной и реактивной мощности, от гидравлических и других параметров. Получить характеристику можно расчетным путем, причем мгновенные характеристики строятся на основе характеристик агрегатов.

Интегральные характеристики. При расчете режимов исходная информация усредняется для рассматриваемого периода времени (за сутки, месяц, год). Интегральные характеристики строятся для характерных периодов времени и отражают изменения параметров внутри этого периода. При построении интегральных характеристик мгновенные параметры обобщаются для рассматриваемого периода.

12.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАНЦИИ С ОДИНАКОВЫМИ АГРЕГАТАМИ

Если агрегаты станции можно представить *одинаковыми* (идентичными) характеристиками, то легко построить оптимальные энергетические характеристики в различных координатах. В действительности однотипные агрегаты имеют различные характеристики. Различия появляются за счет изготовления, износа, разных условий эксплуатации, разных отклонений параметров от номинальных величин. В ряде работ показано, что различия невелики и находятся в пределах 5 %. Для многих режимных задач с ними можно не считаться и предполагать, что однотипные агрегаты имеют одинаковые характеристики. Допущение об однотипности часто принимается для гидростанций, и тогда можно считать, что все агрегаты имеют одинаковые энергетические характеристики. На ТЭС однотипными могут быть агрегаты одной серии.

Простота задачи построения оптимальной характеристики объясняется тем, что она сводится к выбору только оптимального числа работающих агрегатов при различных мощностях станции. Для одинаковых агрегатов все варианты составов при постоянном числе равнозначны. Нагрузка между агрегатами распределяется поровну.

Характеристика станции для любого числа агрегатов получается пропорциональным изменением координат характеристики одного агрегата. Расход-



ная энергетическая характеристика станции строится по расходной энергетической характеристике агрегата (рис. 12.1, а), причем

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{подв.ст}} &= zP_{\text{подв.а}}; \\ P_{\text{ст}} &= zP_{\text{а}}. \end{aligned} \right\} \quad (12.1)$$

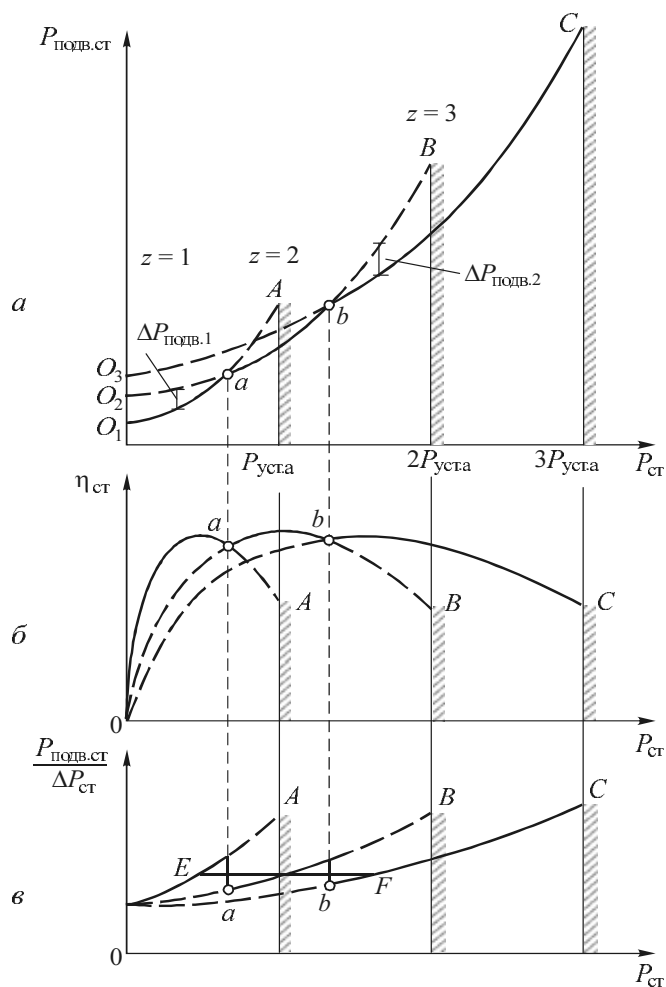


Рис. 12.1. Характеристики станции с одинаковыми агрегатами:

$P_{\text{подв.ст}}$, $P_{\text{ст}}$ – подведенная и полезная мощность станции;
 z – число агрегатов; η – КПД станции; $P_{\text{уста}}$ – установленная мощность агрегата; O_1A , O_2B , O_3C – характеристики станции для $z = 1$, $z = 2$, $z = 3$



Пересечение характеристик при числе агрегатов z и $z + 1$ дает точку включения $(z + 1)$ -го агрегата. Работа большим или меньшим числом агрегатов по сравнению с рекомендуемым приведет к потерям. Так, если включить два агрегата в зоне оптимального числа $z = 1$, то потери подведенной мощности составят $\Delta P_{\text{подв1}}$. Если же включить два агрегата в зоне оптимального $z = 3$, то потери будут $\Delta P_{\text{подв2}}$.

Рабочая характеристика станции строится по рабочей характеристике одного агрегата. Для этого абсциссы характеристики одного агрегата умножаются на число работающих агрегатов, при этом характеристика имеет вид, показанный на рис. 12.1, б, причем

$$\left. \begin{aligned} \eta_{\text{ст}} &= \eta_{\text{а}}, \\ P_{\text{ст}} &= zP_{\text{а}}. \end{aligned} \right\} \quad (12.2)$$

Каждый последующий агрегат включается при большем КПД, чем предыдущий. Если работает четыре-пять агрегатов, то КПД станции всегда близок к максимальному значению. По аналогии с рабочими строятся характеристики удельных расходов энергоресурса.

Характеристики относительных приростов строятся так же, как и рабочие. Например, для случая тепловых станций соблюдается равенство относительных приростов топлива, т. е.

$$\left. \begin{aligned} b_{\text{ст}} &= b_{\text{а}}, \\ P_{\text{ст}} &= zP_{\text{а}}. \end{aligned} \right\} \quad (12.3)$$

12.3. ПОСТРОЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СТАНЦИИ МЕТОДОМ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

В общем случае характеристики агрегатов электростанций не одинаковые. Они могут иметь любую форму, скачки, изломы, провалы, полочки. Такие характеристики не дифференцируются, что исключает или затрудняет использование при расчетах методов, в которых применяются производные. Метод динамического программирования не выдвигает каких-либо требований к виду агрегатных характеристик и в этом смысле обладает универсальными возможностями.

Задача построения характеристики электрической станции требует анализа состояния каждого агрегата. Агрегат может быть в рабочем либо нерабочем



состоянии. Если на станции имеется n агрегатов, то число состояний будет 2^n . На электростанциях число агрегатов $n = 10 \dots 25$ и, следовательно, может быть несколько тысяч состояний, т. е. различных комбинаций агрегатов. Метод динамического программирования позволяет анализировать не все возможные состояния, а только их часть. Он вместо полного перебора вариантов осуществляет направленный перебор и рассчитывает их меньшее число, т. е. подавляет размерность задачи. Кроме того, метод динамического программирования в основе ориентирован на выполнение всех расчетов на ЭВМ, что позволяет рационально построить весь вычислительный процесс.

Рассмотрим пример построения характеристики ГЭС.

Постановка задачи

Необходимо построить оптимальную расходную характеристику ГЭС $Q_{ГЭС}(P_{ГЭС}, H)$, причем для любого режима по мощности и напору H надо иметь в работе оптимальный состав агрегатов и их оптимальные мощности. Критерием оптимальности будет минимум расхода воды станции. Агрегаты имеют индивидуальные (различные) характеристики $Q_i(P_i, H_i)$, причем имеются ограничения по мощности.

Такая задача является целочисленной, нелинейной и многоэкстремальной, поскольку можно включать только целое число агрегатов, характеристики их нелинейны, и может быть несколько составов, обеспечивающих баланс мощности станции. Для каждой мощности требуется найти оптимальный состав агрегатов и оптимальное распределение нагрузки между ними. Характеристика станции рассчитывается для всех ее мощностей $P_{ГЭС}$ и всех напоров $H_{ГЭС}$.

Математическая модель задачи включает:

1) уравнения цели

$$Q_j = \sum_i Q_i(P_i) \Rightarrow \min, \quad (12.4)$$

где j – номер режима мощностей станции $P_j = P_1, P_2, \dots$; i – номер агрегата;

2) уравнения связи – расходные характеристики агрегатов $Q_i(P_i)$;

3) уравнения ограничений:

- баланс мощности по станции

$$P_j = \sum_i P_i, \quad (12.5)$$

- допустимые пределы изменения мощности станции

$$P_{j\min} \leq P_j \leq P_{j\max}, \quad (12.6)$$

- допустимые пределы изменения мощности агрегатов

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}; \quad (12.7)$$

4) уравнение оптимизации, составляемое с использованием принципа оптимальности динамического программирования.

В методе динамического программирования вариационная задача рассматривается как многошаговый непрерывный процесс. Все последующие шаги должны быть оптимальными относительно предыдущих, для чего используется рекуррентная процедура.

Оптимизация состава и режима агрегатов выполняется на основе функционального уравнения динамического программирования, которое имеет вид рекуррентного соотношения:

$$Q_i^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}}) = \min_{P_i} \left\{ Q_i(P_i) - Q_{i-1}^{\text{ЭКВ}}(P_{i-1}^{\text{ЭКВ}}) \right\}, \quad (12.8)$$

где $Q_i^{\text{ЭКВ}}$ – расход по эквивалентной характеристике i -го шага оптимизации для мощности $P_i^{\text{ЭКВ}}$; $Q_{i-1}^{\text{ЭКВ}}$ – расход по эквивалентной характеристике $(i-1)$ -го шага оптимизации для эквивалентной мощности $P_{i-1}^{\text{ЭКВ}}$; Q_i , P_i – соответственно расход и мощность подключаемого агрегата на i -м шаге оптимизации.

Используя уравнение баланса мощности, функциональное уравнение (12.8) сводят к одной переменной P_i . Так как известна нагрузка станции P_j , то $P_{i-1}^{\text{ЭКВ}} = P_j - P_i$ и тогда (12.8) приобретает вид

$$Q_i^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}}) = \min_{P_i} \left\{ Q_i(P_i) + Q_{i-1}^{\text{ЭКВ}}(P_j - P_i) \right\}. \quad (12.9)$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одной переменной P_i . Процедура расчетов заключается в последовательном построении эквивалентных характеристик для заданной очередности агрегатов $i = 1, 2, 3, \dots, n$. Агрегаты могут рассматриваться в любой очередности.

Характеристика первого шага оптимизации задается как характеристика одного агрегата, например $i = 1$. На втором шаге строится эквивалентная характеристика двух совместно работающих агрегатов $i = 1, 2$, причем номер



подключаемого агрегата соответствует заданной очередности. Уравнение оптимальности динамического программирования дает эквивалентный расход и эквивалентную мощность этих двух агрегатов:

$$Q_{i=1,2}^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}}) = \min_{P_2} \{Q_2(P_2) + Q_1^{\text{ЭКВ}}(P_j - P_2)\}, \quad (12.10)$$

где первое слагаемое правой скобки – характеристика подключаемого агрегата $i = 2$, а второе – характеристика первого шага оптимизации.

Варьируя мощность P_2 при $P_j = \text{const}$, можно получить такое ее распределение, при котором функция (12.10) будет иметь минимум. Если такие расчеты проделать для всех P_j в диапазоне возможных мощностей двух агрегатов, то можно получить эквивалентную характеристику второго шага оптимизации $Q_{i=1,2}^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}})$, которая будет характеристикой агрегатов $i = 1, 2$. На характеристике могут быть точки, где работает один из агрегатов, и точки, где они работают совместно.

На следующем шаге строится эквивалентная характеристика для трех агрегатов $i = 1, 2, 3$ с использованием уравнения

$$Q_{i=1,2,3}^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}}) = \min_{P_3} \{Q_3(P_3) + Q_{i=1,2}^{\text{ЭКВ}}(P_j - P_3)\}. \quad (12.11)$$

Здесь подключается третий агрегат $i = 3$ и рассматривается его совместное использование с гипотетическим агрегатом, имеющим характеристику $Q_{i=1,2}^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}})$. Варьируя мощность P_3 , можно найти оптимальное решение поочередно для всех P_j в диапазоне работы трех агрегатов и построить эквивалентную характеристику $Q_{i=1,2,3}^{\text{ЭКВ}}(P_i^{\text{ЭКВ}})$. На характеристике могут быть точки работы любым одним агрегатом, их комбинациями по два и всеми тремя агрегатами. Далее расчеты повторяются до подключения последнего агрегата. Мощности станции задаются равномерным дискретным рядом $P_j = P_{j \min}, \dots, P_{j \max}$ с постоянным шагом ΔP_j . Шаг дискретности определяет число точек на характеристике.

Оптимальный план использования агрегатов при определенной нагрузке станции находится по эквивалентной характеристике станции процедурой обратного хода. Процедура обратного хода позволяет значительно сократить число параметров эквивалентных характеристик, получаемых при многошаго-

вых расчетах. Достаточно в памяти ЭВМ для каждой мощности станции запомнить только номер и мощность агрегата, подключаемого к эквивалентной характеристике на рассматриваемом шаге оптимизации. Для нашего примера надо запомнить на первом шаге мощность первого агрегата при всех P_j , на втором – мощность второго агрегата, так как он подключается к первому, на третьем – мощность третьего агрегата и т. д.

Составление оптимального плана ходом назад покажем на примере. Пусть была построена эквивалентная характеристика станции с агрегатами $I = a, b, c, d$. Допустим, что необходимо определить, какие агрегаты работают при нагрузке станции P и какова их мощность. При P находим номер и мощность агрегата, подключаемого на последнем шаге. Например, агрегат d имел мощность P_d . Тогда эквивалентный агрегат третьего шага будет иметь мощность $P_1^{\text{экв}} = P - P_d$. Этой мощности соответствует другая точка характеристики станции, и для нее подключаемый агрегат c имеет мощность P_c . Эквивалентный агрегат при мощности P_c имеет мощность $P_2^{\text{экв}} = P_1^{\text{экв}} - P_c$. Ей соответствует агрегат b с мощностью P_b . Если $P_2^{\text{экв}} = P_b$, то расчет заканчивается. Оптимальный план имеет вид

$$P = P_b + P_c + P_d.$$

Процедура обратного хода позволяет во много раз сократить память ЭВМ, необходимую для запоминания всех параметров эквивалентной характеристики. И все-таки она остается очень большой. Это ограничивает применение метода динамического программирования (такое ограничение называют проклятием размерности). Часто приходится уменьшать число расчетных точек на характеристике, что снижает точность построения оптимального плана.

12.4. ПОСТРОЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СТАНЦИИ ПРИ ЗАДАННОМ СОСТАВЕ РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ [1, 2, 5]

Если известен состав агрегатов, то оптимизация режима заключается только в решении задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами. Для агрегатов с произвольными характеристиками такая задача может быть решена методом динамического программирования. Чтобы ни один из агрегатов заданного состава не отключался, задается ограничение (12.6). Тогда мощность агрегата не снизится меньше величины $P_{i\min}$.



В остальном порядок расчета не меняется и соответствует общей схеме построения эквивалентных характеристик станции.

Широко распространена методика построения эквивалентных характеристик с использованием метода относительных приростов, но, как уже указывалось, она применима для агрегатов, имеющих дифференцируемые и монотонно возрастающие характеристики.

Нагрузка между агрегатами распределяется по равенству относительных приростов либо в первую очередь загружаются агрегаты с меньшим относительным приростом (если нет равных относительных приростов). Применяв это правило, можно получить эквивалентную характеристику относительных приростов для заданного состава агрегатов, а по ней построить эквивалентную расходную или рабочую характеристику.

На рис. 12.2 дан пример построения эквивалентной расходной характеристики двух агрегатов: 1 и 2. Минимальная мощность станции равна сумме минимальных мощностей обоих агрегатов. При увеличении мощности станции до P_1 загружается агрегат 1 до мощности P_a , так как он имеет меньший относительный прирост. В зоне мощностей от P_1 до P_2 загружаются оба агрегата в соответствии с равенством их относительных приростов. При больших мощностях загружается агрегат 2. Таким образом, строится характеристика относительных приростов станции. Она позволяет определить мощности каждого агрегата при любой нагрузке станции, которые соответствуют минимальному расходу топлива. По мощностям могут быть определены расходы энергоресурса, КПД и другие показатели сначала для агрегатов, а затем и для станции.

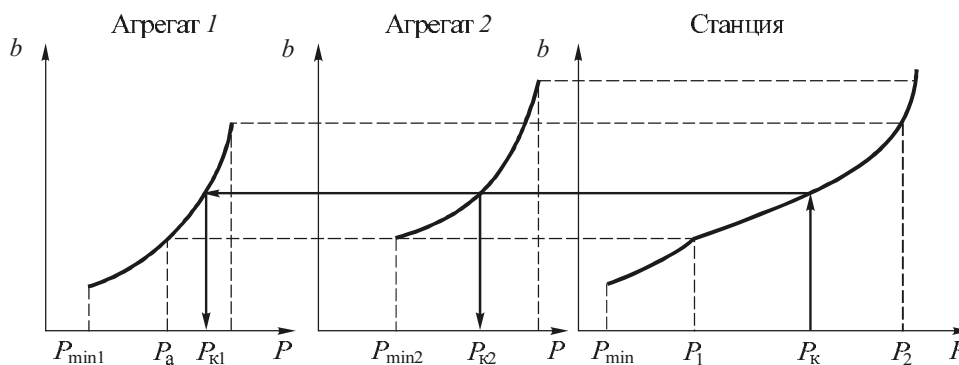


Рис. 12.2. Эквивалентная характеристика двух агрегатов

Исправление характеристик относительных приростов станций. Характеристики относительных приростов станций используются для оптимизации режимов энергосистемы, и к ним предъявляются требования о дифференци-

руемости и монотонности возрастания. Эквивалентная характеристика часто не удовлетворяет этому требованию. Если характеристики имеют разрывы непрерывности первого вида (рис. 12.3, *а*), то мощности P_1 соответствуют любые относительные приросты от b_1 до b_2 , т. е. имеется неоднозначность связи $b(P)$ и, следовательно, неопределенность решения. Чтобы избавиться от неопределенности, характеристику представляют двумя несвязанными частями: OA и BC . При мощности агрегата или станции, меньшей P_1 , характеристикой агрегата будет OA , при равной или большей – BC .

Для характеристик, имеющих разрывы непрерывности второго рода (рис. 12.3, *б*), разработана простая методика исправления характеристики. Она получена в предположении, что при перераспределении нагрузки на станции относительные приросты системы не меняются. Это справедливо в случае малого удельного веса рассматриваемой станции в балансе мощности системы.

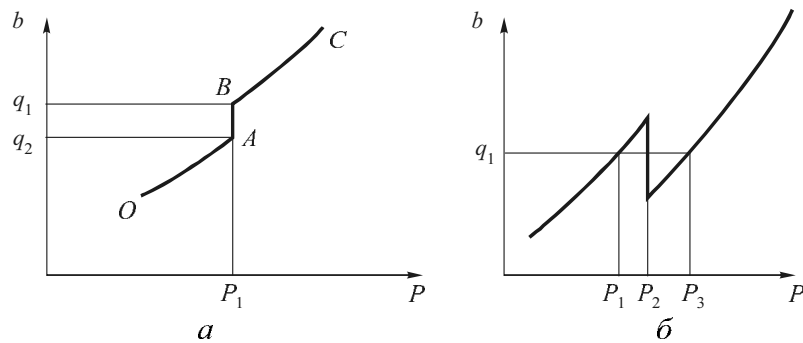


Рис. 12.3. Два вида разрыва непрерывности на характеристиках относительных приростов

Итак, допустим, что станция с характеристикой, показанной на рис. 12.4, *б*, работает в крупной системе, которая при всех изменениях мощности станции имеет постоянный относительный прирост $b = \text{const}$ (рис. 12.4, *а*). При наилучшем распределении нагрузки станция также будет иметь относительный прирост b , но ему соответствуют мощности P_1 и P_2 . Возникает вопрос: какая из мощностей оптимальна? Возможны два варианта баланса системы:

$$\left. \begin{aligned} P &= P_{\text{ст}1} + P_1, \\ P &= P_{\text{ст}2} + P_2, \end{aligned} \right\} \quad (12.12)$$

где P – нагрузка системы; $P_{\text{ст}1}$, $P_{\text{ст}2}$ – мощности всех других (кроме рассматриваемой) станций.

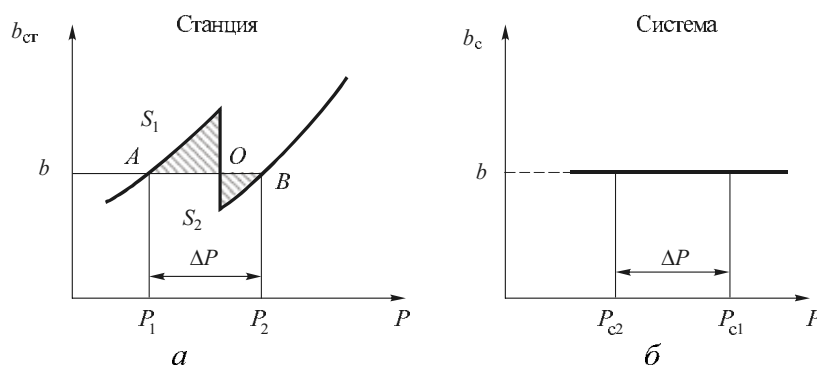


Рис. 12.4. К методике устранения разрыва непрерывности характеристики относительных приростов

При переходе от мощности P_1 к P_2 потребуется дополнительный расход топлива на станции, но в то же время будет экономия топлива в системе. Общее изменение расхода топлива

$$\Delta B = \int_{P_1}^{P_2} b dP - b \Delta P = b \Delta P + S_1 - S_2 + b \Delta P = S_1 - S_2, \quad (12.13)$$

где S_1 и S_2 – площадки, показанные штриховкой на рис. 12.4.

Назовем S_1 площадкой пережога, а S_2 площадкой экономии топлива. Если $\Delta B > 0$, то увеличивать мощность от P_1 до P_2 невыгодно, так как будет пережог топлива. При $\Delta B < 0$ будет экономия, а при $\Delta B = 0$ варианты равноэкономичны. Воспользуемся этими правилами для приведения характеристики относительных приростов к требуемому виду.

При относительном приросте системы b_1 (рис. 12.5) $S_1 > S_2$ ($S_2 = 0$), т. е. экономичной будет мощность P_1 . При b_2 имеем $S_1 > S_2$, т. е. экономичным будет режим с мощностью P_2 ; при b_3 имеем $S_1 = S_2$ и режимы P_3 и P'_3 равноэконо-

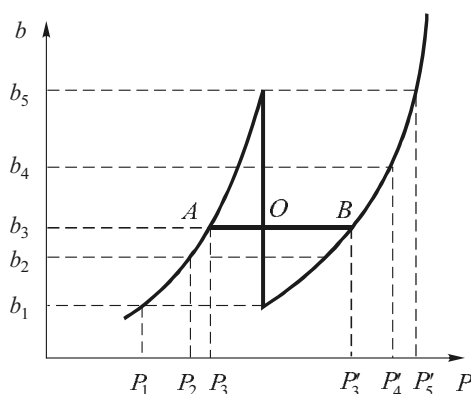


Рис. 12.5. Устранение разрыва непрерывности на характеристике относительных приростов

мичны; при b_4 будет $S_1 < S_2$ – экономична мощность P'_4 ; при b_5 экономична мощность P'_5 .

Таким образом, для устранения разрыва непрерывности характеристики на рис. 12.5 достаточно провести линию $b = \text{const}$ так, чтобы $S_1 = S_2$. Тогда при меньших относительных приростах следует работать по левой ветви характеристики, а при больших – по правой. Работа в зоне мощностей AB вызывает пережог топлива. Действительно, при любых мощностях в этой зоне $S_2 > S_1$, причем максимальный пережог будет в точке разрыва непрерывности, так как $S_2 = 0$. Поэтому зона AB – зона нежелательной работы. В практике эта зона не исключается из работы, так как пережог топлива обычно не превышает 5...10 % возможной экономии, а отказ от использования этих мощностей связан с большими эксплуатационными неудобствами для станции.

Тепловые станции имеют характеристики, показанные на рис. 12.3, *а*, а гидростанции – на рис. 12.3, *б*.

12.5. ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЭС

На ТЭС со сложной тепловой схемой (рис. 12.6) характеристика зависит не только от состава турбин и котлов, но и от тепловой схемы станции. На рис. 12.6 представлена достаточно общая схема ТЭС с разнотипными турбинами Т, котлами к, двумя частями станции с давлениями $P_{дI}$ и $P_{дII}$. Связь между частями станции осуществляется через предвключенную турбину ПР и редуционно-охлаждающее устройство РОУ. Другие схемы – частный случай этой.

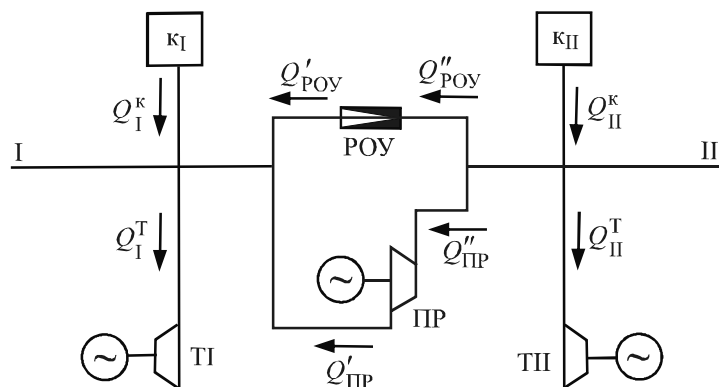


Рис. 12.6. Схема тепловой станции



Наиболее простой является схема ТЭС с турбинами и котлами одного давления, работающими на общий паропровод. Характеристика такой станции строится в следующем порядке. Для заданных нагрузок выбирается состав турбин и находится наивыгоднейшее распределение нагрузки, затем строится эквивалентная характеристика относительных приростов турбин. После этого выбирается состав котельного оборудования, между котлами осуществляется наивыгоднейшее распределение тепловой нагрузки и строится эквивалентная характеристика относительных приростов котлов. На основе эквивалентных характеристик турбин и котлов строится эквивалентная характеристика станции. По эквивалентной характеристике относительных приростов станции строится эквивалентная расходная характеристика. В пределах одной характеристики состав котлов и турбин остается неизменным. Таким способом можно построить серию характеристик для различного состава оборудования.

Если станция имеет две части с разными давлениями, связанные через РОУ, то число характеристик растет. Для такой станции число возможных вариантов увеличивается за счет того, что турбины более низкого давления могут получать теплоту от котлов обеих частей, причем от котлов более высокого давления – через РОУ.

В общем случае части разного давления связаны через РОУ и ПР, что еще больше увеличивает варианты возможного теплового баланса станции. Действительно, турбины Т1 могут получать тепловую энергию по одной из следующих схем: от котлов k_I , от котлов k_{II} через РОУ, от котлов k_{II} через ПР, от котлов k_{II} через РОУ и ПР при их различной загрузке, от k_I и k_{II} через РОУ, от k_I и k_{II} через ПР, от k_I и k_{II} через РОУ и ПР с их различной загрузкой. Число характеристик здесь резко увеличивается по сравнению со схемами станций, имеющих одно давление.

Учитывать варианты тепловой схемы и состав оборудования можно полным перебором, однако чаще используют схему направленного (ограниченного) перебора, построенную на основе инженерных соображений о нецелесообразности определенных вариантов.

Математическая модель

1. Уравнение цели – суммарный расход топлива всей станции при заданном составе оборудования и заданной тепловой схеме, т. е.

$$F = B_I \left(Q_I^K + Q'_{\text{ПР}} + Q'_{\text{РОУ}} \right) + B_{II} \left(Q_{II}^K - Q''_{\text{ПР}} - Q''_{\text{РОУ}} \right).$$

2. Уравнения связи включают расходные характеристики турбин $B_{Ti}(Q_{Ti})$, расходные характеристики котлов $B_{kj}(Q_{kj})$, характеристики РОУ $Q'_{\text{РОУ}}(Q''_{\text{РОУ}})$ и ПР $Q'_{\text{ПР}}(Q''_{\text{ПР}})$.

3. Уравнения ограничений:

а) в виде неравенств

$$\left. \begin{aligned} Q_{i\min}^T &\leq Q_i^T \leq Q_{i\max}^T; \\ Q'_{\text{ПР}} &\leq Q_{\text{ПР}} \leq Q''_{\text{ПР}}; \\ Q'_{\text{РОУ}} &\leq Q_{\text{РОУ}} \leq Q''_{\text{РОУ}}; \\ Q_{j\min}^K &\leq Q_j^K \leq Q_{j\max}^K; \end{aligned} \right\}$$

б) балансовые ограничения теплоты

$$\left. \begin{aligned} Q_I^K &= Q_I^T - Q'_{\text{РОУ}} - Q'_{\text{ПР}}; \\ Q_{II}^K &= Q_{II}^T + Q''_{\text{РОУ}} + Q''_{\text{ПР}}; \end{aligned} \right\}$$

в) балансовое уравнение мощности

$$P = P_I + P_{II} + P_{\text{ПР}}.$$

Принятые условные обозначения, Q_I^T , Q_{II}^T , Q_I^K , Q_{II}^K – расходы тепла турбин и котлов I и II части станции; $Q'_{\text{ПР}}$, $Q''_{\text{ПР}}$, $Q'_{\text{РОУ}}$, $Q''_{\text{РОУ}}$ – расходы тепла на входе и выходе турбины ПР и РОУ; P_I , P_{II} , $P_{\text{ПР}}$ – электрические мощности; i – номер турбины; j – номер котла.

4. Уравнение оптимизации формируется с учетом намеченной логической схемы сочетаний турбин, котлов, тепловой схемы станции. Обозначим эти варианты как $R(R_1, R_2, \dots)$. Для заданных мощности и величин теплофикационного и промышленных отборов изменение R вызовет изменение расхода топлива. Тогда уравнение оптимизации можно записать в виде

$$F(R) \Rightarrow \min.$$

Оптимизация выполняется в следующем порядке. Задаются последовательно различные значения мощности и теплоты отборов. Для каждого из них варьируется R и находится наивыгоднейшее распределение нагрузки станции. По результатам таких расчетов строится расходная энергетическая характеристика ТЭС.



Таблица 12.1

Данные о библиотеках характеристик ТЭС

Наименование энергосистемы	Количество станций		Число станций с двумя видами топлива	Число характеристик	
	КЭС	ТЭЦ		всего	в библиотеке
Мосэнерго	3	7	5	1600	80...300
ОЭС	7	23	10	1763	40...200
ОЭС Юга	12	–	2	500	30...100
Донбассэнерго	6	–	1	260	20...73

Число вариантов состояний для ТЭС велико, и поэтому строится библиотека характеристик (табл. 12.1). В библиотеку включаются не все возможные варианты характеристик, а только реальные для использования. Характеристики приходится обновлять при старении агрегатов и реконструкции станции, что требует периодических уточнений библиотеки.

12.6. СРЕДНЕИНТЕРВАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Среднеинтервальные характеристики отражают особенности краткосрочных режимов электростанций внутри расчетных периодов времени (часовых, суточных). Они позволяют учитывать влияние краткосрочных режимов на долгосрочные (месячные, годовые).

При построении среднеинтервальных характеристик считаются заданными *характерные суточные графики нагрузок системы* и для них выполняется суточная оптимизация режима системы. Для оптимального суточного режима системы определяются среднесуточные расходы энергоресурса станций и в результате серии таких расчетов – среднесуточные расходные характеристики электростанций.

Для смешанной энергосистемы режим рассчитывается для различных заданных на ГЭС ограничений по используемому стоку. В результате можно получить характеристики $\bar{B}(\bar{P}_{\text{ТЭС}})$, $\bar{Q}(\bar{P}_{\text{ТЭС}})$, т. е. среднесуточные характеристики ТЭС и ГЭС. Черта сверху означает, что берутся средние за сутки значения расхода энергоресурса и мощностей. Дифференцируя среднесуточные расходные характеристики, получают характеристики относительных приростов $\bar{b}(\bar{P}_{\text{ТЭС}})$, $\bar{q}(\bar{P}_{\text{ТЭС}})$.



Среднеинтервальные характеристики используются при расчетах долгосрочных режимов энергосистем, например при оптимизации режимов водохранилища ГЭС, или при расчетах годовых балансов выработки электроэнергии станциями системы. Используются они также для составления годовых графиков капитальных ремонтов и в других задачах, которые решаются на месячных интервалах времени.

Построение характеристики станции методом динамического программирования (пример расчета)

Приведем численный пример для лучшего понимания процесса оптимизации методом динамического программирования.

Задача: станция – ТЭС, число агрегатов – 3, установленная мощность каждого агрегата – 50 МВт, характеристики агрегатов (условные) приведены в табл. 12А.

Требуется построить оптимальную характеристику станции в пределах изменения мощности $0 \leq P_{\text{ст}} \leq 150$ МВт с шагом $\Delta P = 10$ МВт.

Таблица 12А

Характеристики агрегатов $B(P_a)$

Мощность	Номер агрегата			Мощность	Номер агрегата		
	B_1	B_2	B_3		B_1	B_2	B_3
0	10	8	15	30	30	30	24
10	20	18	21	40	35	37	28
20	25	23	22	50	40	44	38

Расчет характеристики. Задается любая очередность использования агрегатов, например $i = 1, 2, 3$. На станции имеются три агрегата, поэтому построение характеристики выполняется тремя шагами. Поскольку весь пример условный, единицы измерения величин в расчетах не приводятся.

Шаг I оптимизации. На этом шаге $i = 1$, а уравнение (12.8) примет вид

$$B_1^{\text{экв}}(P_1^{\text{экв}}) = \min_{P_1} \{B_1(P_1)\}.$$

Следовательно, характеристика первого шага оптимизации – это характеристика первого агрегата.

Шаг II $j = 1, 2$, и уравнение (12.9) будет иметь вид

$$B_{II}^{ЭКВ}(P_{II}^{ЭКВ}) = \min_{P_2} \{B_2(P_2) - B_1^{ЭКВ}(P_{ст} - P_2)\}.$$

Результаты вариантных расчетов показаны в табл. 12Б.

Таблица 12Б

Характеристика $B_{II}^{ЭКВ}(P_{II}^{ЭКВ})$

Эквивалентная мощность шага I							
P_2	B_2	0	10	20	30	40	50
		Эквивалентный расход топлива шага I					
		10	20	25	30	35	40
0	8	0	20	25	30	<u>35</u>	<u>40</u>
10	18	<u>18</u>	38	43	48	<u>53</u>	<u>58</u>
20	23	<u>23</u>	43	48	<u>53</u>	58	<u>63</u>
30	30	<u>30</u>	50	<u>55</u>	60	65	<u>70</u>
40	37	37	<u>57</u>	62	67	72	<u>77</u>
50	44	<u>44</u>	64	69	74	79	<u>84</u>

Пример заполнения табл. 12Б покажем для $P_{ст} = 50$ МВт. Эта мощность по-разному может быть распределена между агрегатами 1 и 2:

$$\begin{array}{lll} P_1 = 50, & P_2 = 0, & B = 40, \\ P_1 = 40, & P_2 = 10, & B = 35 + 18 = 53, \\ P_1 = 30, & P_2 = 20, & B = 30 + 23 = 53. \end{array}$$

Результаты всех вариантов распределения мощности $P_{ст} = 50$ между агрегатами показаны в выделенных клеточках. Наилучшим является вариант $P_1 = 50$, $P_2 = 0$. Для него расход равен 44 (он в таблице подчеркнут).

Аналогично заполняется вся таблица для других значений $P_{ст}$. Оптимальной будет характеристика, для которой получен наименьший расход топлива при $P_{ст} = \text{const}$.

Шаг III оптимизации – $i = 1, 2, 3$, и

$$B_{III}^{ЭКВ}(P_{III}^{ЭКВ}) = \min_{P_3} \{B_3(P_3) - B_{II}^{ЭКВ}(P_{ст} - P_3)\}.$$



В табл. 12В заносятся оптимальная характеристика второго шага $B_{III}^{эkv}(P_{III}^{эkv})$ и характеристика подключаемого третьего агрегата $B_3(P_3)$. Оптимальные варианты распределения мощности станции между ними подчеркнуты.

Таблица 12В

Характеристики $B_{III}^{эkv}(P_{III}^{эkv})$

Эквивалентная мощность шага II									
P_3	B_3	0	10	20	30	40	50	60	70
		Эквивалентный расход топлива шага II							
		8	18	23	30	35	40	58	63
0	15	8	18	23	30	35	40	58	63
10	21	21	39	44	51	56	67	79	84
20	<u>22</u>	<u>22</u>	40	55	52	62	62	80	85
30	24	<u>24</u>	52	47	59	59	64	82	87
40	28	<u>28</u>	40	<u>51</u>	<u>58</u>	<u>63</u>	<u>68</u>	86	<u>91</u>
50	38	<u>38</u>	56	61	68	73	<u>78</u>	96	99

Примечание. Данные приведены для мощностей станции от 0 до 70 МВт.

Обратный ход. Для того чтобы определить, какие агрегаты и с какой мощностью должны работать, необходимо составить таблицу обратного хода (табл. 12Г).

Таблица 12Г

Данные для «обратного хода»

$P_{ст}$	10	20	30	40	50	60	70
Шаг I – P_1	10	20	30	40	50	0	0
Шаг II – P_2	10	20	30	0	0	10	20
Шаг III – P_3	20	20	30	40	50	40	40

Примечание. См. примечание к табл. 12В.

В нее заносятся мощности агрегатов, подключаемых на соответствующем шаге. Поскольку на шаге I работал только агрегат $i = 1$, его мощность P_1 заносим в таблицу, на шаге II подключился агрегат $i = 2$, и при различных $P_{ст}$ в таблицу заносится только его мощность P_2 , на шаге III заносятся мощности третьего агрегата P_3 . Берутся те мощности агрегатов, которые соответствуют оптимальной характеристике соответствующего шага оптимизации.



План использования агрегатов. Оптимальный план получается на основе табл. 12Г «обратным ходом», т. е. от последнего подключаемого агрегата $i = 3$ к первому.

Допустим, $P_{\text{ст}} = 70$, тогда имеем $P_3 = 40$, оставшаяся мощность агрегатов 1 и 2 будет $70 - 40 = 30$. Находим в таблице столбец для $P_{\text{ст}} = 30$ и в нем определяем мощность агрегата $i = 2$, $P_2 = 30$. Оставшаяся мощность $70 - 40 - 30 = 0$. Таким образом,

$$P_{\text{ст}} = P_3 + P_2 = 40 + 30 = 70 .$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 12

Эквивалентные характеристики электростанций необходимы для оптимизации режимов энергосистем. На их основе строятся эквивалентные характеристики энергосистем, которые используются при оптимизации режимов объединений. При построении эквивалентных характеристик учитывается состав работающего оборудования. Если состав меняется, то меняется и характеристика. Состав агрегатов существенно влияет на эффективность решений – на несколько процентов по расходу топлива. К эквивалентным характеристикам предъявляются определенные требования, зависящие от метода оптимизации. Если в методе используются производные, то необходимо приводить характеристику к требуемому виду (она должна быть дифференцируема и др.). Искусственное исправление понижает точность характеристик, но является обязательным условием. От качества эквивалентных характеристик зависят решения об управлении режимами.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое эквивалентные энергетические характеристики электростанций и энергосистем? Где они используются?
2. Как построить оптимальную энергетическую характеристику станции с агрегатами, имеющими одинаковые характеристики?
3. В каких случаях оптимальная характеристика строится с использованием метода динамического программирования?
4. Запишите уравнение оптимизации динамического программирования для задачи построения оптимальной характеристики.
5. Как получить оптимальное решения по составу и режиму агрегатов при использовании метода динамического программирования?



6. В каких случаях для построения оптимальной характеристики можно использовать метод относительных приростов? Как строится характеристика станции?

7. Как устранить разрывы непрерывности в характеристиках относительных приростов станций? Для чего это делается?

8. Как строится библиотека оптимальных характеристик ТЭС?

9. Запишите математическую модель построения библиотеки оптимальных характеристик ТЭС.

10. В каких случаях необходимо изменять характеристики в библиотеке?

11. Как получить нормативную характеристику и где она необходима?

12. Что такое среднеинтервальные характеристики станций и систем? Где они используются?

? Как при построении библиотеки характеристик ТЭС задаются варианты возможных составов агрегатов?



Глава 13

ВЫБОР СОСТАВА АГРЕГАТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Краткое содержание главы

Характеристика задачи
Выбор состава агрегатов в тепловой энергосистеме
Внутристанционная оптимизация режима ГЭС
Библиотека эквивалентных характеристик ТЭС

13.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧИ [1, 5]

Состав работающих агрегатов в значительной мере предопределяет экономичность и надежность системы. Неравномерность графиков нагрузки системы делает целесообразными, а иногда и необходимыми периодические остановки агрегатов при снижении нагрузки и включения при ее росте.

В общем случае для системы, включающей несколько гидростанций и тепловых станций, задача состоит в том, чтобы определить для каждого расчетного интервала времени общего периода оптимизации T состав агрегатов, моменты пуска и останова агрегатов, распределение нагрузки между ними. На решение задачи влияют энергетические характеристики и пусковые расходы агрегатов, ограничения на комбинации работающих агрегатов и ряд других. Такая задача – нелинейная, целочисленная и многоэкстремальная. Кроме того, она имеет очень высокую размерность. Если на станциях системы имеется n агрегатов и каждый из них может быть либо включен, либо отключен, то все множество вариантов для работы с любой мощностью составит 2^n . С учетом ограничений число возможных вариантов составов уменьшается. Чтобы получить решение, приходится сравнивать возможные варианты.

Если методы и алгоритмы наивыгоднейшего распределения нагрузки хорошо разработаны, то состав агрегатов выбирается приближенно. Объясняется это



тем, что для решения таких задач регулярный математический аппарат не подходит. Нельзя состав агрегатов выбирать непосредственно с помощью метода неопределенных множителей Лагранжа, так как изменение числа работающих агрегатов является дискретным и целочисленным и характеристики станции при этом меняются скачком. Можно использовать метод динамического программирования, так как он не предъявляет особых требований к виду характеристик агрегатов, но нельзя учесть все виды ограничений. Есть и другие методы, но все они непригодны для общего случая. Основная трудность расчетов заключается в организации вариантного анализа различных составов оборудования. Все существующие методики приближенные.

Выделяются два уровня решения задачи. Первый уровень – системный. Применяя приближенные и зачастую достаточно грубые способы, намечают составы включенных агрегатов на электростанциях. Можно, например, определять состав по средним удельным расходам стоимости энергоресурса или по себестоимости производства электроэнергии на станции. Затем строят эквивалентные характеристики станций и энергосистем и распределяют нагрузку на всех уровнях с использованием этих характеристик. В результате получают графики нагрузок отдельных энергосистем и электростанций. Такая методика довольно распространена, но в ней не учитываются индивидуальные показатели агрегатов при различных мощностях.

Второй уровень – станционный. Выбирают оптимальный состав и режим агрегатов станций при условии работы их по заданному графику нагрузки, т. е. решают задачу внутростанционной оптимизации. Здесь уже учитывают индивидуальные качества агрегатов.

Между указанными уровнями в большинстве случаев отсутствует обратная связь. На первом уровне состав агрегатов заведомо неоптимален и, следовательно, графики нагрузок станций не могут быть наивыгоднейшими. Теоретически следует решать эту задачу итеративно. Составы, найденные при внутростанционной оптимизации, следует принять за исходные для повторных расчетов эквивалентных характеристик и найти уточненные графики нагрузки. Однако связать в единое вычислительное целое наивыгоднейшее распределение нагрузки на всех уровнях, построение эквивалентных характеристик и выбор состава работающих агрегатов пока не удастся. Здесь много алгоритмических трудностей. Поэтому итеративные циклы обычно не используются.

В общем случае состав агрегатов должен выбираться на основе комплексного рассмотрения балансов активных и реактивных мощностей системы. Действительно, состав включенных агрегатов, с одной стороны, определяется



активными мощностями потребителей и регулированием их частоты, а с другой – реактивными мощностями потребителей и регулированием напряжения в энергетической системе. Однако в комплексной постановке эта задача решается очень редко. Причин здесь несколько. На уровне энергетической системы графики реактивной нагрузки чаще всего не прогнозируются. Балансы реактивных мощностей составляются для локальных частей системы, поскольку, как известно, транспортировать реактивную мощность невыгодно. На практике эти балансы составляются только для характерных случаев несколько раз в году. Баланс активной мощности, наоборот, составляется для всей энергосистемы, причем ежесуточно. Это различие создает алгоритмические трудности решения задачи. Наконец, одна из главных причин – та, что реактивная мощность агрегатов влияет на расход топлива системы существенно меньше, чем активная. Поэтому чаще всего на стадии составления оперативного плана состав агрегатов выбирается только исходя из балансов активных мощностей и условий регулирования частоты системы. Если же при этом нарушаются условия регулирования напряжения, то в темпе процесса к работающим агрегатам подключаются дополнительные.

Комплексная задача выбора состава работающих агрегатов на станциях системы декомпозируется на ряд частных взаимосвязанных подзадач. В каждой подзадаче решаются итеративно или совместно вопросы о составе агрегатов и о наиболее выгодном распределении нагрузки.

На различных уровнях определяется режим отдельных электростанций. Есть станции, подчиняющиеся оперативно непосредственно ЦДУ или ОДУ, есть станции, подчиняющиеся районным энергосистемам. Режим использования станций, подчиняющихся ЦДУ или ОДУ, может определяться в первую очередь, что обусловлено их системной важностью. Например, в ведении ЦДУ находятся атомные станции. Они используются в базовом режиме, без регулирования или с небольшим регулированием мощности. Их режим и состав работающих агрегатов очевиден. В подчинении ЦДУ или ОДУ находятся крупные ГЭС, имеющие решающее значение в регулировании мощности и частоты. Для них оптимизация режима производится в полном объеме. Для блочных ТЭС режим мощности ограничивается допустимыми скоростями изменения мощности, регулируемыми способностями, маневренностью. В подобных случаях графики нагрузки станций определяются почти однозначно.

Следовательно, на части станций состав агрегатов будет вынужденным. На других станциях решается оптимизационная задача выбора состава агрегатов, когда рассматриваются их комбинации, но число таких станций меньше, чем имеет система. Это снижает размерность задачи.



Использование при распределении нагрузки в системе характеристик относительно приростов, которые не соответствуют действительному составу агрегатов, приводит к последующей корректировке состава. Обычно корректируется состав только на станциях, участвующих в оперативном регулировании мощности системы. Для них смена состава агрегатов – это почти повседневная задача. Если включаться и отключаться будут случайные, а не оптимальные агрегаты, то это приведет к потерям топлива. Но *уточнения состава агрегатов выполняются в основном на стационарном уровне.*

Пусковые расходы

Пусковые расходы включают не только расход энергоресурса, но и другие составляющие эксплуатационных расходов. Остановить работающий агрегат выгодно, если суммарная экономия его останова за время простоя больше издержек на последующий пуск этого же или другого агрегата.

Определить пусковые расходы как комплексный показатель состояния агрегатов, учитывающий расход энергоресурса, снижение надежности, дополнительную загрузку эксплуатационного персонала и другое, очень трудно. Обычно их приравнивают к расходу энергоресурса на пуск и останов агрегата. Другие компоненты пусковых расходов либо не учитываются, либо учитываются эмпирически – постоянным множителем.

Сравнительно невелики пусковые расходы на ГЭС. Гидроагрегаты пускаются быстро, за 1...3 мин, и пусковые расходы принимаются равными:

$$Q_{\text{пуск}} = \frac{Q_{\text{max}} t_{\text{пуск}}}{2}, \quad (13.1)$$

где Q_{max} – максимальный расход гидроагрегата; $t_{\text{пуск}}$ – продолжительность пуска.

Для блоков ТЭС пусковые расходы имеют вид функции, показанный на рис. 13.1. Они часто нелинейны, и отсюда следует, что величина пусковых расходов нелинейно зависит от простоя агрегата.

Если известен режим агрегата на рассматриваемом отрезке времени и время, когда он включается и отключается, то можно определить и пусковые расходы для этого агрегата. Однако в задаче выбора состава работающих агрегатов заранее неизвестно, когда и какие агрегаты работают, сколько они простаивают, и это приводит к необходимости выполнять расчеты итеративно.



Сначала выбирают состав работающего оборудования для заданного графика нагрузки без учета пусковых расходов. Эти расчеты позволяют предварительно оценить пусковые расходы каждого агрегата. Учет пусковых расходов меняет картину, и может оказаться, что выбран не наилучший вариант состава. Внося поправки на пусковые расходы в характеристики агрегатов, можно найти новый состав. Такие итеративные расчеты повторяются до получения устойчивых оценок по выбранному критерию оптимизации. При линейной характеристике пусковых расходов (А, Б, В на рис. 13.1) итеративная схема не очень сложна, при нелинейной – алгоритмы громоздки и позволяют получить только упрощенное решение.

В задаче выбора состава работающих агрегатов учет пусковых расходов проводится, как правило, при внутростанционной оптимизации.

Внутростанционная оптимизация режимов. Она позволяет получить экономии ресурса (топлива либо воды) за счет выбора состава, а также реактивных и активных мощностей агрегатов. Предполагается при этом, что станция работает с нагрузками, которые заданы энергосистемой, и выполняются все заданные ограничения.

Внутростанционные задачи особенно актуальны на стадии оперативного планирования и управления режимами станций. Вначале на стадии оперативного планирования составляется план использования агрегатов по прогнозной информации, и он позволяет наметить мероприятия по рациональному управлению станциями на период, чаще всего на сутки. На второй стадии ведется управление в темпе производства и, если состав корректируется, прогнозная и текущая информация не совпадают.

Задачи внутростанционной оптимизации учитывают разнообразные станционные ограничения.

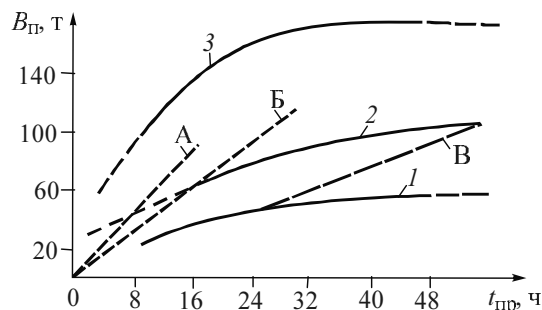


Рис. 13.1. Зависимость пускового расхода условного топлива от времени простоя:

1 – блок 150 МВт; 2 – блок 200 МВт; 3 – 300 МВт; А, Б, В – спрямленные зависимости для времени простоя 8, 18, 56 ч



13.2. ВЫБОР СОСТАВА АГРЕГАТОВ В ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Задачу оптимизации состава агрегатов можно решать как задачу отключения каких-то агрегатов из состава работающих либо подключения дополнительных к работающим. В этом случае не требуется определять полный состав включенных агрегатов, а достаточно знать только очередность подключения (отключения) части агрегатов, что существенно снижает размерность задачи и повышает надежность станций.

Так ставится задача чаще всего для тепловых станций, регулирующих нагрузку. При этом не может возникнуть вопрос о полной замене состава работающих агрегатов, даже если это сулит определенную экономию. Задача выбора состава агрегатов решается при допущении о заведомой нецелесообразности «лишних» пусков и остановов турбин и котлов.

Задача отключения (подключения) агрегатов может решаться полным перебором возможных вариантов, но удобно ее решать с использованием специального критерия выгодности отключения, который позволяет ее формализовать и автоматизировать.

Критерий выгодности отключения. Этот критерий основан на сравнении удельного расхода топлива агрегата с относительным приростом расхода топлива системы. Он позволяет выбирать рациональную очередность пуска (останова) агрегатов без определения суммарной экономии топлива в системе.

Пусть нагрузка систем P распределена наивыгоднейшим образом между агрегатами, при этом относительные приросты системы и агрегатов равны b_c . Отключим j -й агрегат, который работал с мощностью P_j и расходом топлива B_j . Допустим, что мощность агрегата мала по сравнению с мощностью системы и при отключении агрегата относительный прирост b_c не изменится. Тогда оставшиеся в работе агрегаты загрузятся дополнительно на P_j и расход топлива на них возрастет на $\Delta B_c = b_c P_j$.

Если $\Delta B_c \leq B_j$, то отключение j -го агрегата выгодно. Граница выгодности $b_c P_j = B_j$. Разделим обе части на B_j . Поскольку удельный расход топлива $B_{уд} = B_j / P_j$, агрегат выгодно отключать, если его удельный расход топлива больше относительного прироста системы или равен ему, т. е.

$$b_{уд} \geq b_c. \quad (13.2)$$



Стратегия останова (пуска) агрегатов по критерию выгодности следующая. На расходной характеристике агрегата легко найти мощность, при которой выполняется условие (13.2) (рис. 13.2). Для этого проведем касательную из начала координат к расходной характеристике. В этой точке $b_c = b_{уд}$.

По определению производной, $\operatorname{tg} \alpha = \Delta B / \Delta P = b_c$, т. е. тангенс угла касательной равен относительному приросту b_c . В той же точке $\operatorname{tg} \alpha$ равен удельному расходу топлива, т. е. $\operatorname{tg} \alpha = B_0 / P_0$.

Рассматривая на характеристике точки справа и слева от a , можно увидеть, что на участке мощностей $0 - P_0$ будет $b_{уд} > b_c$, а при мощностях от P_0 до $P_{\max}$ будет $b_{уд} < b_c$. Таким образом, критерий (13.2) выполняется при мощностях $P \leq P_0$. Отсюда следует, что если мощность агрегата снижается до значения $P < P_0$, то целесообразно этот агрегат отключать. Граничная мощность P_0 называется экономической мощностью агрегата.

Руководствуясь этим положением, легко наметить стратегию отключения и подключения агрегатов при известной нагрузке станции. На рис. 13.3 показан пример управления тремя агрегатами. Пусть станция имела вначале нагрузку P_1 и относительный прирост b_{c1} .

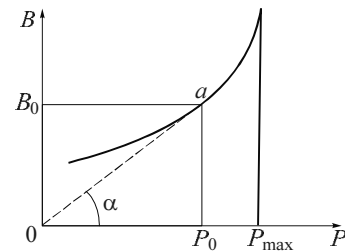


Рис. 13.2. К определению экономической мощности агрегата

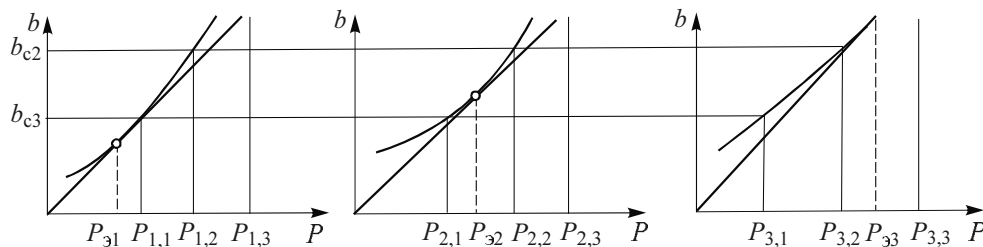


Рис. 13.3. Определение состава агрегатов с использованием критерия выгодности отключения:

1–3 – характеристики отдельных агрегатов; P_3 – экономические мощности

При наивыгоднейшем распределении мощностей имеется баланс $P_1 = P_{1,3} + P_{2,3} + P_{3,3}$. При снижении нагрузки до P_2 относительный прирост уменьшается до b_{c2} . Поскольку для агрегата 3 его нагрузка $P_{3,2}$ оказывается меньше, чем экономическая мощность $P_{3,3}$, этот агрегат выгодно отключить.



Следовательно, в работе целесообразно оставить агрегаты 1 и 2. При дальнейшем снижении нагрузки до P_3 с относительным приростом $b_{с3}$ целесообразно отключить и агрегат 2.

Из этого простого примера видны и недостатки критерия (13.2). Действительно, он получен при допущении о том, что отключение агрегата не приведет к заметному изменению относительного прироста системы. Для очень крупных энергетических систем это допущение справедливо. В нашем же примере относительный прирост системы при нагрузках P_2 и P_3 резко меняется в зависимости от состава работающих агрегатов. А в этом случае точки выгодности работы смещаются и не соответствуют экономическим мощностям $P_{э1}$, $P_{э2}$, $P_{э3}$. Последнее заранее учесть невозможно, и определенность критерия (13.2) значительно уменьшается. Для устранения этого недостатка предлагаются разные пути уточнений, на которых мы останавливаться не будем [3, 9].

Этот критерий применяется достаточно часто, но он не дает оптимального решения и проблема дальнейшего совершенствования методов и алгоритмов оптимизации состава агрегатов энергетических систем остается.

13.3. ВНУТРИСТАНЦИОННАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ГЭС

На ГЭС задача внутристанционной оптимизации играет большую роль. Действительно, в общем случае ГЭС регулируют нагрузку и частоту системы. Это связано с постоянными включениями и отключениями агрегатов, с систематическим перераспределением нагрузки между ними.

Декомпозиция задачи внутристанционной оптимизации

Рассмотрим кратко декомпозицию задачи выбора состава агрегатов ГЭС. Декомпозиция осуществляется по временному, ситуативному и функциональному признакам.

Временной признак. Задача решается в две стадии: вначале на стадии оперативного планирования и затем на стадии управления в темпе процесса. На стадии оперативного планирования составляется план по использованию агрегатов на основе прогнозной информации. Затем в темпе процесса план корректируется по текущей информации. К алгоритмам этих двух стадий предъявляются различные требования. В первом случае нет специальных ограничений по сложности алгоритма. Во втором случае алгоритм должен быть быстродействующим, чтобы до минимума сократить запаздывание в реакции на текущую информацию. Поэтому на второй стадии обычно реализуются более простые алгоритмы, но имеющие высокое быстродействие.



Ситуационный признак. Известно, что составом агрегатов приходится управлять в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах системы. Естественно, что критерии оптимизации в этих ситуациях различны. Если для условий нормальной эксплуатации критерием служит расход энергоресурса, то в аварийных режимах – это какой-либо показатель надежности. Различие критериев, бесспорно, отражается и на алгоритме внутристанционной оптимизации.

Функциональный признак. В этом случае в ней отдельно можно выделить подзадачи контроля резерва, распределения нагрузки, изменения состава агрегатов и др.

Таким образом, задачи внутристанционной оптимизации состава агрегатов ГЭС многообразны по своим целям и методам решения. В данной главе рассматривается лишь задача составления плана управления составами агрегатов и режимами активных мощностей на стадии оперативного планирования.

Внутристанционная оптимизация при планировании режима станции заключается в выборе состава (станционных номеров) агрегатов, которые в общем случае могут работать в режиме генератора (Г) и синхронного компенсатора (СК), и выборе их активных и реактивных мощностей при условии экономичного использования энергетических ресурсов станции. Рассмотрим одну из задач внутристанционной оптимизации, когда для станции задается график активной нагрузки. Тогда задача заключается в том, чтобы выдать требуемую активную мощность при минимальных затратах ресурса. Такая задача решается по станционным, а не по системным критериям эффективности: это либо расход ресурса, либо КПД технологического процесса.

Постановка задачи

Заданы график активных нагрузок ГЭС $P(t)$ и состав агрегатов. Каждый агрегат представлен своей индивидуальной энергетической характеристикой $Q_i(P_i, H_i)$, где $i = 1, 2, \dots, J$ – номер агрегата, Q – расход, P – мощность, H – напор агрегата. Заданы также пусковые расходы на агрегатах, причем они не зависят от времени простоя агрегатов, и заданы все ограничения по составу и режиму использования агрегатов.

Требуется определить на каждом интервале времени всего периода планирования состав и активные мощности агрегатов с учетом всех ограничений. Ограничений много: по минимуму стока воды за рассматриваемый период, по балансу активных мощностей, по заданному резерву активной мощности, по допустимым мощностям агрегатов, по составу агрегатов, по числу агрегатов,



по длительности использования агрегатов, по числу пуско-остановочных операций и др. Это сложная комбинаторная задача. Ее оптимизацию выполняют начиная с использования самых простых приемов, когда не учитываются индивидуальные показатели агрегатов, и до сложных алгоритмов. Последнее возможно только в АСУ ТП.

Внутростанционная оптимизация режимов с использованием метода динамического программирования (ДП)

Алгоритм разработан для ГЭС и основан на использовании библиотеки характеристик. Он имеет две части: первая – построение энергетических характеристик станции; вторая – составление плана управления составами и режимами агрегатов с учетом ограничений на весь период. Рассмотрим только вторую часть алгоритма.

На основе энергетических характеристик станции, построенных при использовании метода ДП, можно в общем случае определить состав и мощности агрегатов для каждого интервала времени рассматриваемого периода оптимизации. При этом чаще всего не удастся учесть весь комплекс ограничений, поэтому решение, полученное по ДП, приходится исправлять. Исправления обычно достигаются компромиссным путем. Так, если число работающих агрегатов меньше заданного, то оно увеличивается. Если не удовлетворяются ограничения по резерву мощности, то также подключаются дополнительные агрегаты. Для минимизации пуско-остановочных операций какие-то агрегаты оставляют в работе или раньше выводят из работы, при этом учитывают пусковые расходы. Конечно, при исправлениях такого рода план «портится», так как состав работающих агрегатов и их нагрузки уже не оптимальны.

Направленный перебор вариантов

Направленный перебор вариантов снимает трудности комбинаторики и упрощает алгоритм расчетов. Дадим один из методов направленного перебора.

Из расчетов известно, что экономическая эффективность отдельных подзадач оптимизации различна. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между агрегатами ГЭС может дать эффект 0,2...0,6 % расхода энергоресурса. Правильный выбор состава агрегатов при неизменном их числе дает уже 0,2...1,2 %. Наибольший эффект может быть достигнут правильным выбором числа работающих агрегатов – 2...10 %. Эти цифры позволяют разделить задачу на части и решать последовательно по названным параметрам.



Целесообразно задачу оптимизации состава и режима агрегатов подразделять на четыре самостоятельные подзадачи:

- первая – оптимизация числа и состава при равномерном распределении нагрузки между агрегатами;
- вторая – формирование равнозначных решений для каждого расчетного интервала времени и периода оптимизации для минимизации пуско-остановочных операций;
- третья – определение стратегии управления составом агрегатов на период оптимизации с минимизацией числа пуско-остановочных операций;
- четвертая – наивыгоднейшее распределение нагрузки между агрегатами.

Оптимизация числа агрегатов достигается направленным перебором вариантов, которые формируются по заданному критерию. Формирование вариантов по числу агрегатов производится из возможных вариантов обеспечения заданной нагрузки P в пределах от минимального $Z_{\min}$ до максимального $Z_{\max}$. Если применить направленный поиск лучшего варианта от $Z_{\min}$, то число возможных вариантов по Z может быть уменьшено. При $Z_{\min}$ работает наименьшее возможное число агрегатов. Последовательно увеличивая число агрегатов на один, можно определить оптимальное решение по числу агрегатов при минимуме расхода воды.

Наилучшее сочетание агрегатов для заданного числа Z выбирают, сравнивая характеристики работающих агрегатов при равномерном распределении нагрузки. Процесс поиска оптимального состава агрегатов показан на рис. 13.4. Если $Z = 2$, то оптимальный КПД будет при работе агрегатов 3 и 4. При $Z = 3$ оптимальное сочетание дают агрегаты 1, 3, 4. Опти-

мальный состав определяется по ранжированному ряду значений КПД агрегатов при равных мощностях. На первое место ставится агрегат с лучшим КПД, а затем агрегаты располагаются в порядке ухудшения их КПД. Естественно, что первые Z агрегатов этого ряда и обуславливают оптимальный состав. Может быть несколько равнозначных составов. Это дает возможность найти такие варианты для всего периода оптимизации, которые дают наименьшее число пусков и остановов. Затем найденное решение корректируется на ограничения. Конечно, подобный расчет требует АСУ ТП.

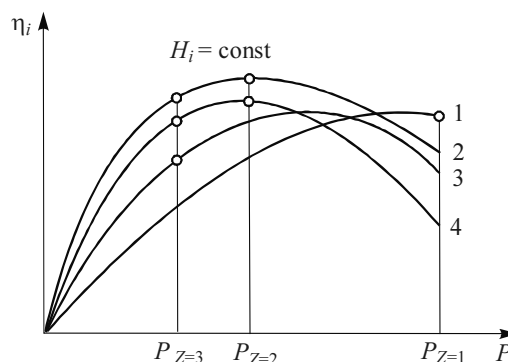


Рис. 13.4. К методике определения оптимального состава агрегатов при равномерном распределении нагрузки

13.4. БИБЛИОТЕКА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЭС

В общем случае на ТЭС может быть различное котельное и турбинное оборудование, причем связанное общим паропроводом. Задачи внутриванционной оптимизации при этом очень сложны и многовариантны, и для их решения пока еще применяют упрощенные методы. Одним из путей решения стало использование библиотеки характеристик. Каждая характеристика построена для определенного и постоянного состава котлов и турбин. Эти характеристики могут использоваться для выбора состава агрегатов ТЭС.

По заданному графику нагрузки определяют максимальные и минимальные нагрузки станции на планируемый период. Если в библиотеке есть характеристики, позволяющие обеспечить нагрузку в этом диапазоне, то из них выбирают оптимальный состав агрегатов. Следовательно, вначале делается попытка исключить все пуско-остановочные операции на рассматриваемом периоде.

Для примера на рис. 13.5 показаны характеристики библиотеки для вариантов постоянного состава I – V. Без переключений в заданном диапазоне от $P_{\min}$ до $P_{\max}$ станция может работать только с составом II и III. Сравнив расход топлива станции при работе по графику $P(t)$ для этих вариантов, окончательно выбирают оптимальный состав. Если таких вариантов нет, то учитывают пусковые расходы. В такой задаче может быть множество вариантов, по-

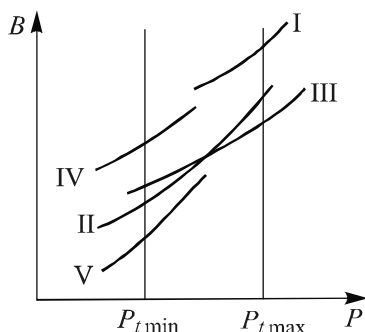


Рис. 13.5. Диаграмма работы агрегатов

этому применяется их направленный перебор. Принципы перебора определяются конкретными условиями.

Чаще всего при невозможности подобрать вариант без изменения состава используют критерий выгодности отключения (13.2), для чего подбирают состав агрегатов, обеспечивающий максимальную нагрузку $P_{\max}$ и имеющий наилучший расход топлива в возможном диапазоне мощностей. Затем определяют отключаемый агрегат (котел или турбина), и минимальная мощность станции снижается.

Такие расчеты выполняются до прохождения $P_{\min}$. Опытный инженер может наметить конкурентоспособные варианты.

Необходимость учета пусковых расходов усложняет всю задачу.

Выбор состава работающих агрегатов ГЭС с использованием метода направленного перебора вариантов (пример расчета)

Цель работы. Если ГЭС работает в пике ГН, то ее режим требует частого изменения состава агрегатов – включения/отключения агрегатов. Одним из методов решения этой задачи является направленный перебор вариантов, при котором можно определить оптимальное число агрегатов и состав, а затем решать задачу распределения нагрузки между работающими агрегатами. Этот метод позволяет просто учитывать ограничения типа недопустимых комбинаций агрегатов (по количеству, по номерам и пр.).

Исходные данные. Требуется определить состав работающих агрегатов и их нагрузки для заданного графика нагрузки ГЭС. Ограничения комбинаторного типа в этом примере не рассматриваются.

Имеется следующая информация:

- установленная мощность ГЭС 500 МВт;
- число агрегатов $Z = 5$, мощность каждого 100 МВт;
- мощность агрегата N может меняться от 10 до 100 МВт;
- имеются рабочие характеристики, причем они различны у агрегатов: $\eta_i(N_i, H)$, $H = \text{const}$ (рис. 13А, табл. 13А);
- график нагрузки ГЭС $P_{\text{ГЭС}}(t)$ (табл. 13Б).

Таблица 13А

Рабочие характеристики агрегатов ГЭС

Мощность агрегата N_i , МВт	КПД агрегатов $\eta_i(N_i, H)$, $H = \text{const}$, %				
	1	2	3	4	5
0	0	0	0	0	0
20	70	75	75	78	80
40	80	85	87	81	82
60	87	92	91	90	93
80	92	93,5	91,5	92,5	93
100	85	91	88	87	90



Таблица 13Б

График нагрузки ГЭС

Время, ч	0...6	7...10	11...14	15...19	20...24
Нагрузка ГЭС, МВт	30	250	180	200	100

Таблица 13В

Ранжированный ряд КПД агрегатов, %

N_i , МВт	Номера агрегатов и их КПД									
	№	η_i	№	η_i	№	η_i	№	η_i	№	η_i
20	5	80	4	78	2	75	3	75	1	70
40	3	87	2	85	5	81	4	81	1	80
60	5	92	2	92	3	91	4	90	1	87
80	2	93,5	5	92,5	4	92	3	91,5	1	91,5
100	2	91	5	90	3	88	4	87	1	85

Таблица 13Г

Оптимальный состав агрегатов для ГН

$P_{ГЭС}$	$Z_{\text{отт}}$	$\eta_{ГЭС}$ о.е	$Z_{\min}$		$Z_{\min} + 1$		$Z_{\min} + 2$	
			$N_{\text{арп}}$	$\eta_{\text{арп}}$	$N_{\text{арп}}$	$\eta_{\text{арп}}$	$N_{\text{арп}}$	$\eta_{\text{арп}}$
30	<u>1</u>	<u>87</u>	3	0,87	—	—	—	—
100	<u>1</u>	<u>91</u>	2	0,91	2; 5	$0,935 \cdot 0,925 = 0,865$	4; 2; 5	$0,935 \cdot 0,925 \times 0,92 = 0,796$
180	<u>2</u>	<u>81,9</u>	2; 5	$0,91 \cdot 0,9 = 0,819$	4; 2; 5	$0,935 \cdot 0,925 \times 0,92 = 0,796$	5; 2; 3	$0,92 \cdot 0,92 \times 0,91 = 0,77$
200	<u>2</u>	<u>81,9</u>	2; 5	$0,91 \cdot 0,9 = 0,819$	4; 2; 5	$0,935 \cdot 0,925 \times 0,92 = 0,796$	4; 2; 5; 3	$0,935 \cdot 0,925 \times 0,92 \cdot 0,915 = 0,728$
300	<u>4</u>	<u>72,4</u>	2; 5; 3	$0,91 \cdot 0,9 \times 0,88 = 0,721$	2; 5; 4; 3	$0,935 \cdot 0,925 \times 0,92 \cdot 0,915 = 0,724$	5; 2; 3; 4; 1	$0,92 \cdot 0,92 \times 0,91 \cdot 0,9 \times 0,87 = 0,6$

В расчетах $\eta_{\text{ГЭС}} = \frac{\sum N_a}{\sum \eta_a}$, при различном числе Z и составе агрегатов.

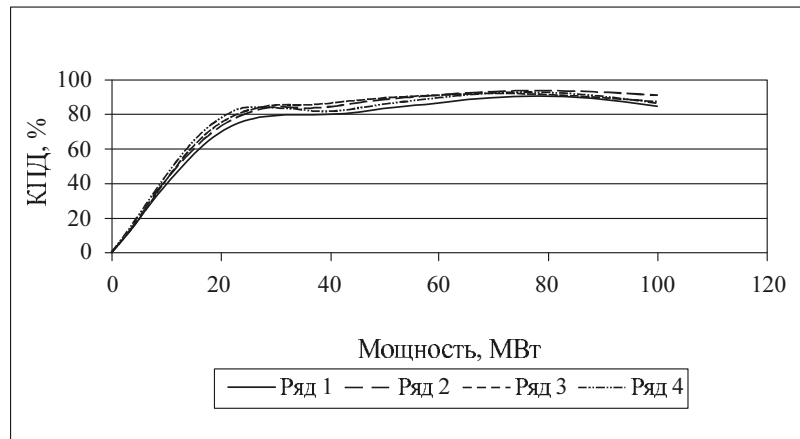


Рис. 13А. Рабочие характеристики агрегатов ГЭС

Порядок решения

1. Для определенной мощности ГЭС определяется допустимое минимальное и максимальное число агрегатов. Минимальное и максимальное число агрегатов – $Z_{\min} = \frac{P}{N_{\max}}$, $Z_{\max} = \frac{P}{N_{\min}}$.

2. По данным табл. 13А составляется ранжированный ряд $\eta_i(N_i)$. Из табл. 13А выбираются лучшие по КПД агрегаты при всех вариациях по Z в пределах от минимального до максимального допустимого числа (табл. 13Б). Количество вариантов по числу обычно можно сократить, если при увеличении Z КПД станции снижается.

3. По ранжированному ряду определяются варианты состава агрегатов при $Z = \text{var}$ и состав с максимальным КПД ГЭС $\eta_{\text{ГЭС}} = \max$. Перебор по Z осуществляется от $Z_{\min}$, так как при этом минимизируется число работающих агрегатов и определяется оптимальное число агрегатов по условию максимума КПД (табл. 13В).

4. Расчеты проводятся для всего суточного графика нагрузки (табл. 13Г). В этом примере число агрегатов изменяется от 1 до 3.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 13

Выбор состава работающих агрегатов – важнейшая режимная задача. Она часто решается на основе инженерных соображений и приемов, выработанных на практике. Математический аппарат оптимизации применяется в частных случаях. Практически все математические модели ориентированы на АСУ ТП станций. Но надо учитывать, что экономическая эффективность оптимизации состава агрегатов высока и во всех возможных случаях целесообразно применять оптимизационные методы и автоматизированное решение задачи.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Как оптимизируется состав работающих агрегатов в энергосистеме?
2. В чем заключается внутростанционная оптимизация состава?
3. Что такое пусковые расходы? Как они учитываются при оптимизации состава агрегатов?
4. По какому условию определяется выгодность подключения или отключения агрегатов на ТЭС?
5. Как определяется состав агрегатов на ГЭС, регулирующих нагрузку системы?
6. Как используется библиотека характеристик ТЭС для выбора состава агрегатов?
7. Какова эффективность оптимизации состава агрегатов?

? Как состав агрегатов влияет на надежность работы ЭЭС?



Глава 14

ОПТИМИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС

Краткое содержание главы

Долгосрочная оптимизация режимов
Математическая модель оптимизации режима водохранилища одиночной ГЭС
с использованием градиентного метода
Последовательная корректировка длительного режима водохранилища

14.1. ДОЛГОСРОЧНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ [1, 5, 7, 14]

Длительные режимы влияют на текущее планирование работы энергосистемы и дают картину использования энергоресурсов и мощностей системы на периоды от месяца до года. В общем случае длительные режимы связаны со следующими задачами:

- 1) прогнозированием запасов и использованием энергоресурсов ТЭС и ГЭС;
- 2) составлением плановых балансов мощности и энергии системы для планирования производственной деятельности;
- 3) планированием капитальных ремонтов энергетического оборудования;
- 4) определением технико-экономических показателей работы системы и станций (себестоимости, цены, рентабельности).

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 затраты на их проведение на несколько процентов, оптимизация энергетических балансов позволяет заметно увеличить располагаемые мощности электростанций. Особенно большое значение имеет задача оптимизации режима использования водно-энергетических ресурсов ГЭС. От режимов ГЭС зависят и режимы ТЭС.



Оптимизация режимов ТЭС не связана с энергоресурсами, если только нет ограничений по запасам топливных ресурсов. Методика расчета режимов ТЭС одинакова для краткосрочных и долгосрочных режимов. Расчет же режимов ГЭС для длительных периодов – это особая задача. Цель ее – определить наиболее выгоднейший режим использования водных ресурсов ГЭС за их цикл регулирования. Имеются разнообразные модели и алгоритмы решения задач долгосрочной оптимизации режимов ГЭС.

Для долгосрочной оптимизации громадное значение имеют прогнозы: нагрузок системы, технических и экономических показателей станций и систем, гидрологической информации. При коммерческих отношениях возникает необходимость использовать внешнюю информацию об объемах продаж, ценах, номенклатуре и др. Получить качественные прогнозы с годовой заблаговременностью невозможно. Можно только использовать какие-то модельные условия. Поэтому полученное решение – это не больше чем предположение. Поскольку прогнозная информация имеет большие погрешности, периодически корректируются режимы.

Особенности оптимизации длительных режимов ГЭС

Остановимся только на оптимизации использования водных ресурсов ГЭС, имеющей большое значение для энергетических балансов. Рассмотрим две задачи.

1. Расчет оптимального режима водохранилища по заданному критерию оптимизации.

2. Методы и схема непрерывной корректировки режима водохранилища при уточнении исходной информации.

Основной целью управления длительными режимами водохранилищ ГЭС является оптимальное использование энергетических ресурсов всей **энергосистемы или объединения**. ГЭС может иметь хозяйственную самостоятельность, но режим использования ее водных ресурсов необходимо оптимизировать с позиции системного эффекта. 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 требуется определить такой режим использования водных ресурсов водохранилища ГЭС на весь период регулирования, при котором по принятому критерию обеспечивается оптимальный режим энергетической системы. Чаще всего критерием служит минимум эксплуатационных издержек системы.

Первоначально на весь период регулирования создается модель исходной информации. Прогнозируются гидрограф, нагрузки системы и другие данные. По этим данным рассчитывают режим водохранилища, который и будет начальным приближением. При поступлении новых прогнозов режим водохранилища корректируется. Последовательная корректировка основана на поинтервальном исправлении планируемого режима ГЭС за счет использования прогноза на ближайший расчетный интервал. Корректировка обеспечивает связь долгосрочных и краткосрочных режимов. Первоначально корректировка выполняется на месячном интервале, затем на декадном и, наконец, на суточном. Последовательные корректировки основаны на многократно повторяющихся оптимизационных расчетах.

Особенность задачи в том, что большие периоды оптимизации вынуждают увеличивать расчетные интервалы времени. Практически невозможно рассчитывать годовое регулирование по часовым интервалам. При переходе от часовых интервалов к суточным надо учитывать влияние внутрисуточного изменения нагрузки на показатели станции. Если за расчетные принимаются месячные интервалы, то необходимо учитывать внутримесячную изменчивость информации. Внутринтервальные режимы отражаются в интегральных характеристиках.

14.2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ВОДОХРАНИЛИЩА ОДИНОЧНОЙ ГЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАДИЕНТНОГО МЕТОДА

Пусть оптимизируемая система состоит из J гидравлических и K тепловых электростанций, режимы которых подлежат оптимизации. Будем считать, что исходная информация на период оптимизации задается детерминированно. Критерием оптимальности служат эксплуатационные затраты по системе I_c . Оптимизацию можно проводить также по минимуму затрат на топливо системы I_t , по максимуму выработки электроэнергии ГЭС $\mathcal{E}_{ГЭС}$ или по максимуму дохода. Выбор критерия требует тщательного обоснования.

Постановка задачи

1. Уравнение цели представим при использовании в качестве критерия издержек на топливо. Тогда

$$I_c = \sum \Pi_i B_i(P_{ГЭС,i}) \Delta \tau_i, \quad (14.1)$$



где $B(P_{\text{ТЭС}})$ – 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 параметр, характеризующий режим ГЭС и водохранилища. Мощность j -й ГЭС в любой момент времени t определяется по формуле

$$P_{\text{ГЭС},ji} = 9,81\eta_{jt}Q_{jt}H_{jt}, \quad (14.2)$$

а расход ГЭС –

$$Q_{jt} = Q_{\text{быт},jt} \pm Q_{\text{в},jt}, \quad (14.3)$$

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:

$$P_{\text{ТЭС},t} = P_{\text{ст}} - \sum P_{\text{ГЭС},jt} + \pi_t, \quad (14.4)$$

где $P_{\text{ст}}$ – заданные нагрузки системы; π_t – потери мощности в сети.

Используя (14.2) – (14.4), получим уравнение цели, в которое входит величина $Q_{\text{в}}$, определяющая режим водохранилища:

$$I_{\text{с}} = \sum \Pi_t B_t \left[P_{\text{ст}} - \sum 9,81\eta_{jt} (Q_{\text{быт},jt} \pm Q_{\text{в},j}) H_{jt} + \pi_t \right] \Delta\tau_t \Rightarrow \min. \quad (14.5)$$

Параметрами регулирования могут быть также сток водохранилища и уровни верхнего бьефа, что легко учесть в (14.5), проведя простые преобразования.

2. Уравнения связи:

а) балансовое уравнение мощности

$$P_{\text{ТЭС},t} = P_{\text{ст}} - \sum P_{\text{ГЭС},jt} + \pi_t; \quad (14.6)$$

б) балансовое уравнение стока на каждой ГЭС

$$\sum W_{\text{нб},jt} - \left(\sum W_{\text{б},jt} \pm \sum W_{\text{в},jt} - \sum W_{\text{п},jt} \right) = 0, \quad (14.7)$$

где $W_{\text{нб},jt}$ – сток в нижнем бьефе ГЭС; $W_{\text{б},jt}$ – бытовой сток в створе ГЭС; $W_{\text{в},jt}$ – сток воды из водохранилища; $W_{\text{п},jt}$ – потери стока;

в) характеристики ТЭС $B_{ТЭС}(P_{ТЭС})$. В них учтены внутрисуточные изменения режима (такие характеристики называются среднесуточными). Обычно состав оборудования ТЭС и типовые графики нагрузок меняются в течение периода оптимизации, что приводит к изменению характеристик ТЭС;

г) среднесуточные характеристики каждой ГЭС $Q_{ГЭС}(P_{ГЭС})$, которые также могут меняться во времени t ;

д) характеристики бьефов каждой ГЭС: $Z_{в.б}(V)$ – характеристика связи объемов водохранилища V и уровней верхнего бьефа $Z_{в.б}$; $Z_{н.б}(Q_{н.б,j})$ – характеристика связи горизонтов нижнего бьефа $Z_{н.б}$ и расходов $O_{н.б}$. Характеристики необходимы для расчета напора ГЭС.

3. Уравнения ограничений:

а) по мощностям ГЭС и ТЭС, которые задаются для каждой станции:

$$P_{ГЭС,jt\min} \leq P_{ГЭС,jt} \leq P_{ГЭС,jt\max}, \quad (14.8)$$

$$P_{ТЭС,t\min} \leq P_{ТЭС,t} \leq P_{ТЭС,t\max}; \quad (14.9)$$

б) по уровням бьефов для гидростанции с годовым и сезонным регулированием стока

$$Z_{в.б,jt\max} = Z_{НПГ}, \quad Z_{в.б,jt\min} = Z_{УМО}, \quad (14.10)$$

где $Z_{НПГ}$, $Z_{УМО}$ – соответственно уровни нормально подпертого горизонта и мертвого объема водохранилища. Ограничения уровней нижнего бьефа определяются комплексным использованием водных ресурсов гидроузла;

в) могут также задаваться ограничения системного характера, например по пропускной способности ВЛ:

$$P_{ВЛnt\min} \leq P_{ВЛnt} \leq P_{ВЛnt\max}. \quad (14.11)$$

Рассмотренная задача – это задача нелинейного программирования. Имеется ряд алгоритмов, позволяющих ее решить. Для решения чаще всего применяются следующие методы: покоординатного спуска, градиентные, наискорейшего спуска, динамического программирования.

Расчет одиночной ГЭС в системе является частным и простым случаем, 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 далее схематично, алгоритм сложен и описание его не может быть дано в рамках настоящей книги.

Рассмотрим концентрированную систему, т. е. систему, в которой все ТЭС 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 для одиночной ГЭС

Задача включает уравнения (14.1) – (14.11), но при $j = 1$ и $K = 1$, т. е. для одной ГЭС и одной эквивалентной ТЭС. Критерием оптимизации будем считать издержки системы, при $I \Rightarrow \min$ режим оптимальный. В качестве параметра регулирования выбирается объем сработки (заполнения) водохранилища $W_{в,t}$. Он может меняться независимо в каждом расчетном интервале времени, за исключением балансирующего. В балансирующем интервале объем определяется балансовым уравнением стока (14.7).

Пусть период оптимизации разбит на $t = 1, 2, \dots, n$ расчетных интервалов, причем интервал n – балансирующий. Вектор независимых переменных

$$Y(W_{в,1}, W_{в,2}, \dots, W_{в,n}). \quad (14.12)$$

Вектор искомых величин включает мощности ГЭС и объем регулирования водохранилища в балансирующем интервале, т. е.

$$X(P_{ГЭС1}, P_{ГЭС2}, \dots, P_{ГЭСn}, W_{в,бал,n}). \quad (14.13)$$

Как следует из (14.13), для решения этой задачи требуется $n + 1$ уравнение. Балансовые уравнения мощности (14.6) дают n уравнений, составленных для всех t интервалов. Одно уравнение получаем из баланса стока по (14.7). Следовательно, число неизвестных и число уравнений равны и задача может быть решена.

Алгоритм расчета режима водохранилища одиночной ГЭС. Рассмотрим решение задачи с использованием градиентного метода. Вначале запишем выражение для вектор-градиента функции $I_T(Y)$, которая зависит от переменных $Y(W_{а1}, W_{а2}, \dots, W_{а,n-1})$. Характер связи определяется уравнением (14.5), в качестве критерия берется величина издержек на топливо I .

Вектор-градиент

$$\nabla I_{\text{ГЭС}} = \frac{\partial I}{\partial Y} = \left(\frac{\partial I}{\partial W_{B,1}}; \frac{\partial I}{\partial W_{B,2}}; \dots; \frac{\partial I}{\partial W_{B,n-1}} \right). \quad (14.14)$$

Из (14.14) следует, что для решения задачи требуется определить частные производные функции I по всем независимым параметрам. Так как между I и Y связи неявные, то каждую из частных производных можно определить, комбинируя другие производные, для которых есть явные функциональные связи. Покажем это на примере первого компонента вектор-градиента. Можно записать:

$$\frac{\partial I}{\partial W_{B,1}} = \frac{\partial I_1}{\partial W_{B,1}} + \sum_{t=2}^{t=n-1} \frac{\partial I_t}{\partial W_{B,1}} + \frac{\partial I_n^6}{\partial W_{B,1}}. \quad (14.15)$$

Первое слагаемое (14.15) показывает, что если в первом интервале изменить сток ГЭС на $dW_{B,1}$, то это вызовет в системе изменение издержек на dI_1 . За счет изменения стока в первом интервале произойдет изменение отметок водохранилища и напора в последующих интервалах, т. е. появится *эффект последствия*. Изменение напора приведет к изменению мощностей ГЭС и издержек в системе. Оно выражается вторым слагаемым в (14.15). В последнем, балансирующем, n -м интервале режим будет вынужденный и будет также зависеть от $dW_{B,1}$ и режима в предыдущих интервалах.

Представим составляющие (14.15) производными, полученными дифференцированием явных функций. Действительно, издержки могут изменяться только при изменении мощности тепловой станции, что выражается производной $\frac{\partial I}{\partial P_{\text{ТЭС}}}$. Мощность тепловой станции изменяется при изменении мощности

ГЭС, т. е. производная будет $\frac{\partial P_{\text{ТЭС}}}{\partial P_{\text{ГЭС}}}$. Если потери в сетях не учитываются, то

$\partial P_{\text{ТЭС}} = \partial P_{\text{ГЭС}}$. 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 (14.15) можно записать так:

$$\frac{\partial I_1}{\partial W_{B,1}} = \frac{\partial I_1}{\partial P_{\text{ТЭС},1}} \frac{\partial P_{\text{ТЭС},1}}{\partial P_{\text{ГЭС},1}} \frac{\partial P_{\text{ГЭС},1}}{\partial W_{B,1}}; \quad (14.16)$$

$$\frac{\partial I_t}{\partial W_{B,1}} = \frac{\partial I_t}{\partial P_{TЭС,e}} \frac{\partial P_{TЭС,t}}{\partial P_{TЭС,t}} \frac{\partial P_{TЭС,t}}{\partial H_t} \frac{\partial H_t}{\partial W_{B,1}}; \quad (14.17)$$

$$\frac{\partial I_n^B}{\partial W_{B,1}} = \frac{\partial I_n}{\partial P_{TЭС,n}} \frac{\partial P_{TЭС,n}}{\partial P_{TЭС,n}} \frac{\partial P_{TЭС,n}}{\partial W_{B,n}^6} \frac{\partial W_{B,n}^6}{\partial W_{B,1}}. \quad (14.18)$$

Все эти частные производные определяются дифференцированием энергетических характеристик ТЭС $I(P_{TЭС})$ и энергетических характеристик ГЭС

$Q_{ГЭС}(P_{ГЭС})$. Исключение составляют производные $\frac{\partial H}{\partial W}$ и $\frac{\partial W_{B,n}^6}{\partial W_d}$, так как нет

явной связи между напором и стоком и между стоком в любом интервале t и в балансирующем интервале. Эти выражения могут быть заданы приближенными аналитическими связями.

Поясним кратко порядок оптимизационных расчетов. Задается первоначальный режим водохранилища и для него определяется вектор $Y_0\{W_{B1}, \dots, W_{B,n-1}\}$. 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

$$\Phi = I_{TЭС} + Ш \Rightarrow \min, \quad (14.19)$$

где I – издержки по системе; $Ш$ — штрафные функции. Штрафные функции учитывают ущерб от нарушения ограничений. Обычно

$$Ш = K(\Pi)\Delta\Pi,$$

где $\Delta\Pi$ – величина нарушения ограничений, а $K(\Pi)$ – нелинейная функция оценки, которая задается при расчетах. Размер штрафа за нарушение ограничения на величину $\Delta\Pi$ не отражает реального ущерба, а рассчитывается. Значения функций выбираются так, чтобы штрафы были заведомо большими, чем издержки системы. Тогда, если ограничение нарушено, функция (14.19) резко возрастает и этот режим оказывается невыгодным, поэтому режим ГЭС меняется до той ближайшей точки, в которой $Ш = 0$.

Если первоначальный режим не был оптимальным, то модуль градиента целевой функции

$$|\nabla I| > \varepsilon \quad (14.20)$$

и по нему вычисляется шаг изменения переменных ΔY . Одна из возможностей вычисления шага заключается в следующем. По знаку частной производной определяют направление изменения каждой независимой переменной. Если частная производная отрицательная и требуется снизить целевую функцию, то надо увеличивать сработку водохранилища с шагом ΔW . Если же частная производная положительна, т. е. возрастают издержки системы, то осуществлять дополнительную сработку водохранилища не следует. Значит, на последующей итерации сработка водохранилища на этом интервале будет уменьшена на ΔW .

Шаг изменения независимых переменных вычисляется по выражению

$$\Delta Y = K_h h_0 \frac{\partial I}{\partial Y}. \quad (14.21)$$

Он зависит от изменчивости целевой функции (14.19) 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 $|\nabla I| \leq \varepsilon$.

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 количество переменных и уравнений ограничений растет пропорционально числу станций, задача во много раз усложняется.

Особенности оптимизации режима группы ГЭС, работающих совместно в энергосистеме

Метод и соответствующие программы разработаны применительно к критериям минимума расхода условного топлива и максимума выработки гидроэнергии. Изменение критерия оптимизации на более общий, например на

минимум издержек системы, непринципиально. Программа предусматривала возможность одновременной оптимизации режимов до 10 каскадов и 20 ГЭС при учете требований неэнергетических участников комплекса в виде режимных ограничений ГЭС. Программа имела название РК-76 и была разработана во Всесоюзном научно-исследовательском институте электроэнергетики ВНИИЭ.

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, так как 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 (рис. 14.1).

Гидравлические связи имеют асинхронность, так как время добегания волны расходов от одной ГЭС до другой в реальных условиях составляет несколько суток. Время добегания зависит от многих 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 добегания волны расходов. Например, для Новосибирской ГЭС волна расходов проходит расстояние, равное 200 км, в различных условиях за время от двух часов до трех суток. Время добегания учитывается в виде среднего значения, что связано с определенной погрешностью мощностей.

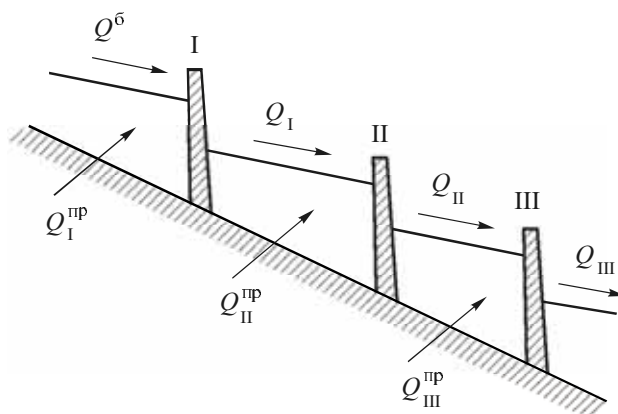


Рис. 14.1. Схема каскада ГЭС



Гидростанции одного каскада могут входить в различные энергетические системы. Регулирование стока одной из ГЭС каскада исходя из интересов одной системы недопустимо. Максимальный эффект может быть получен только при удовлетворении 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, уровни верхнего и нижнего бьефа. Необходимо также подчеркнуть взаимосвязь всех станций каскада по напорам. Нижний бьеф выпшележащей станции является верхним бьефом нижележащей, и это связывает их напоры. Все это ставит рассматриваемую задачу в число сложнейших в инженерном, алгоритмическом и вычислительном смыслах. Такая задача в отечественной энергетике успешно решена.

14.3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ КОРРЕКТИРОВКА ДЛИТЕЛЬНОГО РЕЖИМА ВОДОХРАНИЛИЩА

Режим водохранилища, рассчитанный для сезона или года, будет 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, – не более чем ориентировочные заявки на продажу электроэнергии, и только тогда контракты могут быть полезными, если в них предусматривается возможность корректировки поставок электроэнергии в определенном диапазоне.

Электропотребление системы при прогнозировании с годовой заблаговременностью имеет погрешности 5...10 %, цены на электроэнергию 10...15 %, издержки тепловых электростанций 5...10 %, энергетические характеристики тепловых электростанций 3...5 % и т. д. Последовательная корректировка режима производится при наличии прогнозной информации на предстоящие периоды времени. Более или менее достоверные прогнозы могут быть получены с декадным либо месячным упреждением, поэтому необходимо пересчитывать режимы с этой периодичностью. Для пересчетов могут быть использованы:

- официальные гидрометеорологические прогнозы;
- математические модели прогнозирования электропотребления;
- статистические характеристики издержек на топливо и общих издержек по энергосистеме;



- государственная информация о ценах и тарифах;
- экспертная информация о других данных.

Еще раз необходимо подчеркнуть, что при коммерческих отношениях электроэнергия становится товаром и предприятие крайне заинтересовано в наивыгоднейших условиях его продажи, а это связано с планированием длительных режимов водохранилища.

Принцип последовательной корректировки заключается в следующем. Расчетный период оптимизации представляется в виде последовательных интервалов, причем их длительность зависит от заблаговременности прогнозов. Можно представить период оптимизации в следующем виде:

$$T = T_{\text{прош}} + T_{\text{прогн}} + T_{\text{мод}},$$

$$T_{\text{прогн}} = n T_{\text{прогн1}} + k T_{\text{прогн2}},$$

$$T_{\text{мод}} = n T_{\text{мод1}} + k T_{\text{мод2}},$$

где n , k – вид исходной информации; $T_{\text{прош}}$ – прошедшее время общего периода оптимизации T ; $T_{\text{прогн}}$ и $T_{\text{мод}}$ – заблаговременность достоверного прогноза и время представления исходной информации на основе определенной модели прогнозирования до конца периода T ; $T_{\text{прогн1}}$, $T_{\text{прогн2}}$ – периоды получения достоверной информации различного вида; $T_{\text{мод1}}$, $T_{\text{мод2}}$ – периоды моделирования информации до конца T .

Таким образом,

$$T = \sum \Delta t_{\text{прош}} + \sum \Delta t_{\text{прогн}} + \sum \Delta t_{\text{мод}},$$

где $\Delta t_{\text{прош}}$, $\Delta t_{\text{прогн}}$, $\Delta t_{\text{мод}}$ – расчетные интервалы времени за указанные периоды.

При последовательных корректировках используется модель расчетов длительного режима водохранилища по заданному критерию. Расчеты выполняются в следующем порядке. Вначале определяется режим для всего периода оптимизации, и для всех его интервалов получают решения по выработке электроэнергии, уровням водохранилища и другим параметрам, которые дают совокупность параметров X . Решение имеет вид

$$X_{11}, X_{12}, \dots, X_{1n}.$$



При поступлении прогноза на интервале t_1 моделируется информация для оставшегося периода от t_2 до t_n и расчеты повторяются. В результате получается матрица вида

$$\begin{vmatrix} X_{11}, X_{12}, \dots, X_{1n} \\ X_{22}, \dots, X_{2n} \\ X_{33}, \dots, X_{3n} \\ X_{nn} \end{vmatrix}.$$

Если представить, что годовой период разделен на двенадцать месячных интервалов, то расчеты будут проводиться 12 раз. В период паводка прогнозы стока поступают на декаду и число расчетных интервалов времени возрастает.

Последовательная корректировка режимов – это сейчас единственный действенный способ повышения достоверности планов выработки электроэнергии.

Оптимальный режим, отвечающий прогнозной информации, будет давать диагональ матрицы. Расчеты по схеме последовательной корректировки постоянно ведутся в условиях эксплуатации. Еще раз подчеркнем, что при этих расчетах информация должна уточняться для всего периода расчетов T , а не только для периода прогноза. Если уточнять решение, только меняя информацию одного ближайшего к началу периода T интервала, то оно не будет оптимальным, хотя и в этом случае лучше первоначального расчета по модельному гидрографу определенной обеспеченности. Ранее уже указывалось, что при первоначальных расчетах берется гидрограф обеспеченности 50...75 %.

Уточнение выработки электроэнергии играет важную роль при определении отношений купли-продажи, которые должны отражать возможности ГЭС по выработке электроэнергии для годового периода: для квартальных и месячных периодов примерно на 10...20 %, на интервалах внутри суток примерно на 5...10 %. С учетом стохастических свойств исходной информации этот порядок единственно возможный. Исключением являются ГЭС многолетнего регулирования. Для них последовательные корректировки режима ГЭС могут применяться только при полной сработке многолетнего объема водохранилища.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ГЛАВЕ 14

Приведенная в главе задача оптимизации водных ресурсов водохранилищ ГЭС наглядно демонстрирует ее инженерную и математическую сложность. Большую экономическую эффективность не может дать ни одна из режимных



задач. В этом плане ее трудно недооценить. Вместе с тем хозяйственная самостоятельность энергосистем и их обособленность при решении собственных задач весьма отрицательно влияют на эффективность. Пока еще не в полной мере сложились принципы решения этой задачи в рыночных условиях. Бесспорно, что имеющиеся математические модели и алгоритмы не изменятся. Материал этой главы 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 меняются 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?

? По каким критериям оптимизируется режим использования водных ресурсов ГЭС?



Глава 15

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ПРИ РЕШЕНИИ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Краткое содержание главы

Компьютерные системы и их возможности
Вычислительные системы расчета режимов ЭЭС с интеллектуальными возможностями
Инновационные возможности определения алгоритмической схемы решения режимных задач
Интерактивный режим прогнозирования оперативного графика нагрузки
Основные положения разработки информационного блока для перспективных расчетов энергетических балансов

15.1. КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ И ИХ ВОЗМОЖНОСТИ

Не претендуя на полное изложение вопроса об использовании целевых вычислительных систем (ВС), которые позволяют решать режимные задачи, авторы включили тот материал, который получен ими в научных исследованиях и применяется в инженерной практике.

Главная цель этой главы – показать, что сейчас вычислительные системы и компьютерные технологии – это обязательные атрибуты решения режимных задач. Вычислительные системы появились в энергетике сразу, как началось промышленное использование ЭВМ. Особенно большие успехи были получены при создании АСУ [3, 4, 5, 10, 11]. В этот период, примерно до 1980 г., работали большие коллективы ученых и инженеров. Создавались смелые проекты и, как правило, воплощались в жизнь. Сдерживались работы технической базой ЭВМ.

Самые большие возможности были в АСДУ (автоматизированных системах диспетчерского управления). В период создания АСДУ до 1980 г. были

разработаны промышленные программы высочайшего научного и инженерного уровня. Во ВНИИЭ – ВЦ ГТУ были разработаны программы составления оптимального суточного баланса мощности для ЦДУ ЕЭС СССР. В них учитывалась совместная работа ТЭС, рассчитывались режим межсистемных передач и совместная работа гидростанций Волжско-Камского и Днепровского каскадов. Руководителями разработок были доктора технических наук В.М. Горнштейн и Е.В. Цветков.

В СЭИ в Иркутске были разработаны программы для ОЭС Сибири, в которых решалась задача комплексной оптимизации режима системы. Руководителем разработки был доктор технических наук Л.А. Крумм.

В нашем учебнике невозможно перечислить все ценные разработки использования компьютерных программ того времени. Системы энергетики, научные организации, вузы поголовно участвовали в этом процессе.

Вычислительная система имела две части: ОИК (оперативно-информационный комплекс) и ВК (вычислительный комплекс). В ОИК были управляющие ЭВМ и достаточно универсальная система работы с данными и информацией, а ВК использовал большие ЭВМ, которые представляли только инструментарий для работы с отдельными программами [10] (рис. 15.1).

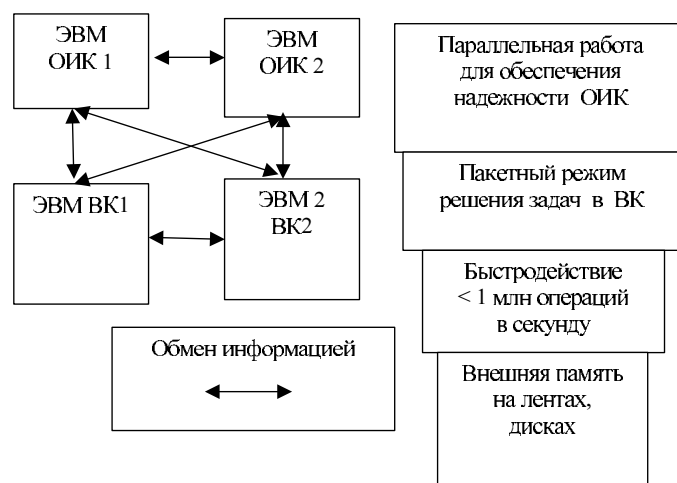


Рис. 15.1. Схема ВК АСДУ

В АСУ ТП электростанций были только серийные ЭВМ оперативного класса и специализированные, например ТА100. Возможности этой техники не позволяли решать большие задачи.



Сейчас есть возможность создавать другие ОИК и ВК в виде универсальной системы для решения задач определенного класса. Вычислительные системы и информационные технологии развиваются так стремительно, что невозможно оценить их настоящее и будущее. Мы все знаем это по темпам развития Internet.

Целевая ВС. Ее структура: объект – цель создания – задачи – информационные технологии – связи с системами и средствами воздействия на объект для достижения целей.

Возможности вычислительных систем, имеющих в энергетике. Станции и многие другие объекты энергетики оснащены компьютерными системами в достаточной степени [10]. Измеряются аналоговые параметры (до 1000 и больше), дискретные (до 500), числоимпульсные. Время измерения – микросекунды. Имеются средства ввода данных в ЭВМ по каналам телемеханики, от человека, от других ЭВМ. Новые компьютерные возможности позволяют реализовать системы решения более высокого содержательного уровня.

Известно, что информация – это сведения, полученные после обработки данных и раскрывающие их содержание. В прежних системах был блок первичной обработки данных (Д) в ОИК и ее вторичной обработки, требующейся при решении задач различного содержания в блоке ВК. В настоящее время можно существенно повлиять на вторичную обработку информации в ВК.

Информационные вычислительные системы (ИВС). Вычислительные системы различаются по целям и возможностям. Без информационных систем нельзя создавать компьютерные системы.

Этап создания ИВС – это сбор данных. Данные поступают: от измерительных датчиков с объекта; от человека, который принимает решения по управлению объектом (внутренняя информация, отраслевая, внешняя); от блоков решения режимных задач; от средств и систем управления; от РЗ и др. Базы данных перерабатываются в информацию, необходимую для решения задачи.

На всех станциях средней и крупной мощности имеются компьютерные системы – АСУ ТП. Информационная часть в них достаточно стандартна и позволяет управлять многими процессами, но без блоков полной информации о режимах водного потока, поскольку нет штатных измерительных датчиков такой информации. Авария на Саяно-Шушенской ГЭС показала необходимость этой информации. Ее можно получить, если применять не только датчики токов и напряжений, но и датчики других параметров и включать в них информацию о всех процессах преобразования гидроресурса в мощность (гидравлических, гидродинамических); диагностических (вибрацию, акусти-



ческих, световых); общих оценках действия персонала по управлению режимами и др.

Индивидуальное создание баз информации. Использование баз И требует специального математического обеспечения. Без него массивы информации не обладают полными возможностями в решении задач. Наиболее общими являются методика формирования динамических массивов, статистический анализ и интерактивный режим пользователя. Для каждого объекта и задачи требуется выполнять индивидуальные разработки. Динамические массивы определяют возможности адаптации, и их структура может изменяться. Особенно большую значимость имеет статистический анализ. Если он универсален, то это дает большой эффект для повышения достоверности планов.

15.2. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЭС С ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ

Рассмотрим некоторые принципы создания интеллектуальных систем расчетов нормальных режимов ЭЭС. Их эффективность достигается более полным учетом внутренних свойств объектов и их процессов, внешней информацией, учетом факторов неопределенности, возможностями оптимизации математических моделей и методов, использованием знаний и интеллекта человека.

Интеллектуальные свойства систем в основном заключаются в следующем:

- 1) в возможностях оптимизации методов и моделей;
- 2) конструкторских возможностях процессов и параметров;
- 3) интерактивных свойствах принятия решения человеком;
- 4) самообучении ИВС.

Кибернетические принципы управления. Первые ИВС уже давались в работах по кибернетическому управлению [4, 5]. В настоящее время есть достаточно много программных пакетов (ПП), которые можно использовать при создании систем ИВС, позволяющих широко применять математический аппарат, обеспечивать интерактивный режим и сервис. В ИВС могут быть включены универсальные блоки: переработки информации, системного анализа (например, ПП BP-WIN [Л]); имитации (например, ПП EXCEL); оптимизации (например, ПП STATIC); статистического анализа процессов (регрессионного, временных рядов, вероятностных); оценки рисков. В сервисной части могут быть гибкие формы выдачи информации в виде таблиц, графиков, движущихся форм; в конструкторской части – создание и корректировка графиков,



схем. Это существенно повышает качество принимаемых решений. Особенно продуктивны ИВС при планировании режимов и развития объектов энергетики. Основными фазами планирования являются: прогнозирование, принятие решения, анализ, и все они в значительной мере могут быть и объединены, что расширяет рамки плановых задач.

Интерактивный режим получения решения определяется методикой диалоговых расчетов. Расчеты режимных задач невозможно выполнить без интерактивных принципов, только при этом можно частично подавить неопределенность, которая является неотъемлемой частью режимов ЭЭС, и задать конструкторские принципы.

Интерактивный режим позволяет конструктору активно вмешиваться в процесс решения задач. Конструктор выдвигает идею, дает схему конструирования и применяет ее на основе возможностей ВС (рис. 15.2).

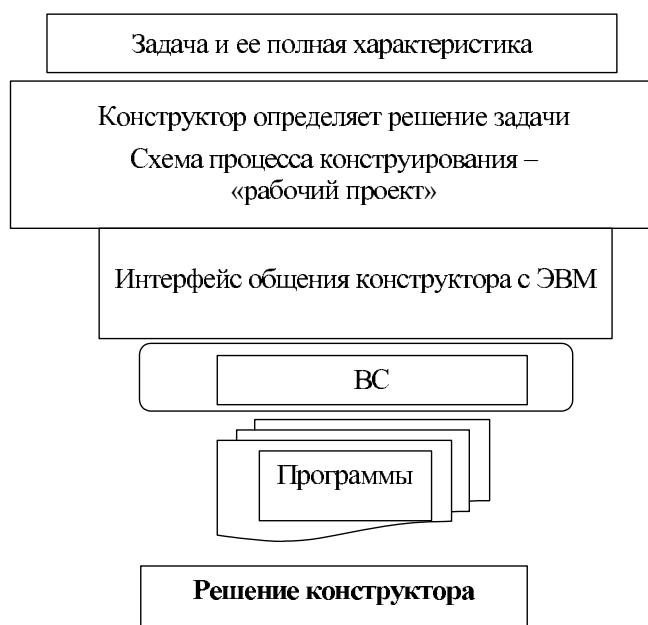


Рис. 15.2. Вид интерактивного процесса

Для интерактивных расчетов требуется специальная методика и интерфейс.



15.3. ИННОВАЦИОННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АЛГОРИТМИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ

Пример систем с некоторыми интеллектуальными свойствами (мы называли ее ИНТЕЛР – интеллектуальный расчет режимов) приведен для задачи плановых расчетов электропотребления и нагрузки [11]. Схема включает блоки исходной информации И, системы прогнозов БСП для информации входа X , блоки программ расчетов (модели расчета МР) для получения результатов Y , анализа и интерактивного решения режима для пользователя (ЛПР).

Остановимся на содержании задач, которые дают картину рассматриваемого объекта и его режимов.

1. Производственная схема. Наглядно представляются схема объекта и параметры режима. Для этого применяется технология создания рисунка. Она может корректироваться при интерактивных расчетах.

2. Преобразование производственной схемы к расчетной. Если требуется электрическая схема замещения, то вводится блок расчета параметров схемы. Если параметры режима получаются в результате расчетов, то используется встроенная программа расчета нормального режима. В интерактивном цикле задаются узлы эквивалентирования.

3. Отображение расчетной информации в статике на производственной схеме.

4. Отображение расчетной информации в динамике (технология кинопоказа).

Схематичный пример интеллектуальной вычислительной системы – специальный комплекс АСМ (адресная система мощности). В этом примере определены схема алгоритмизации расчетов и комплекс моделей, которые используются в алгоритмах.

Модель состоит из взаимосвязанных блоков.

- *Первый и второй блоки.* Создание структурной и расчетной электрической модели на основе методов моделирования системы (МС).

- *Третий блок.* Получение параметров электрической сети для эквивалентных зон нагрузки и агрегированных характеристик станций, необходимых для расчетов. Требуются специальные программы.

- *Четвертый блок.* Прогнозирование нагрузки в узлах электрической сети для периодов от месяца до года. Требуются специальные программы прогнозирования.

- *Пятый блок.* Математическая модель оптимизации режима активных мощностей. Модель может задаваться ЛПР или выбираться в автоматизированном расчете.

- *Шестой блок «расчет нормального режима, оптимизация»* – это ядро расчетов в АСМ.

- *Седьмой блок.* Документирование информации на основе информационных моделей.

- *Восьмой блок.* Регрессионный анализ, применяемый почти во всех блоках.

Общие требования к АСМ. Структурная модель системы должна учитывать технологические, экономические и коммерческие особенности объекта расчета. Она влияет на блоки модели АСМ.

- Структурной модели системы ставится в соответствие адекватная электрическая модель, которая содержит эквивалентные узлы нагрузки и генерации и ЛЭП. Для решения этой задачи создается блок «Система».

- Предусматривается специальное эквивалентирование параметров схемы замещения системы – блок «Эквивалентирование схемы».

- Вычисление эквивалентных параметров требует проведения специального вычислительного эксперимента. Это одна из задач блока «Эксперимент».

- Характеристики энергетических объектов (электростанций, энергосистем, СП) могут иметь различный вид и координаты, что определяется содержанием задачи и критерием оптимизации. Предусматривается блок «Эквивалентирование характеристик».

- Исходная информация о мощностях станций и нагрузках потребителей представляется по узлам системы с использованием ранговых и временных моделей прогнозирования. Расчет ведется в блоке «Прогноз мощности».

- Математические модели задачи могут различаться. Для этого предусматривается блок «Математическая модель оптимизации».

- Блок «Расчет нормального режима, оптимизация» связывает все предшествующие. Следовательно, любая рассматриваемая задача должна соответствовать 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». Адресных задач очень много, параметры режима разнообразны, поэтому для пользователя необходимо выдавать их в виде документа постоянной структуры, что есть необходимое условие восприятия информации.

- Отдельно имеется блок обобщения данных – «Регрессионный анализ». Этот блок связан с другими блоками.

Предусматривается выполнение экспериментальных расчетов, для которых нужен блок «Эксперимент». В нем может учитываться и случайный характер исходной информации по заданной модели.

Все перечисленное выше показывает, что для решения поставленной задачи оптимизации режима системы и получения адресных оценок надо в алгоритме использовать комплекс блоков. Поэтому модель названа нами комплексной и обозначается аббревиатурой АСМ.

Модель АСМ (рис. 15.3) 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 и пр.

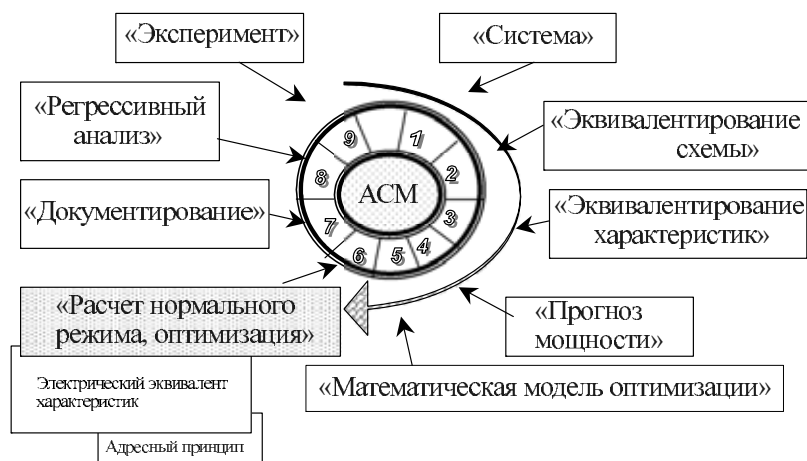


Рис. 15.3. Схема комплексной модели АСМ оценки стоимости потоков и потерь мощности

Итак, модель АСМ дает картину развития алгоритма расчета нормальных режимов при учете 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.

Расчет и оптимизация нормального режима в модели АСМ. Выделим характерные части этого блока.

1. Расчет допустимого нормального режима электрической сети.
2. Выполнение требования адресности расчета.
3. Расчет оптимального режима сети.



15.4. ИНТЕРАКТИВНЫЙ РЕЖИМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ

Как уже указано, схема интерактивных расчетов разрабатывается для рассматриваемой задачи [11]. Мы рассмотрим ее на примере прогнозирования графика нагрузки ЭЭС. Это регулярная задача, в ней достаточно большое влияние имеют факторы неопределенности и использование ретроспективной информации не позволяет получить требуемые результаты по точности. Расчеты показывают это.



Рис. 15.4. Блок-схема конструирования графика нагрузки

Представленные конструктором схемы дают логику расчетов (рис. 15.4). Во всех блоках предусматриваются формальные процедуры расчета и неформальные процедуры корректировки полученных решений человеком. Инструментарием расчетов является пакет MS Excel. Схема расчетов внедрена в практику. Во всех блоках применяется интерактивный режим расчетов.

Рассмотрим информацию, задаваемую конструктором и используемую в интерактивном цикле (рис. 15.5).

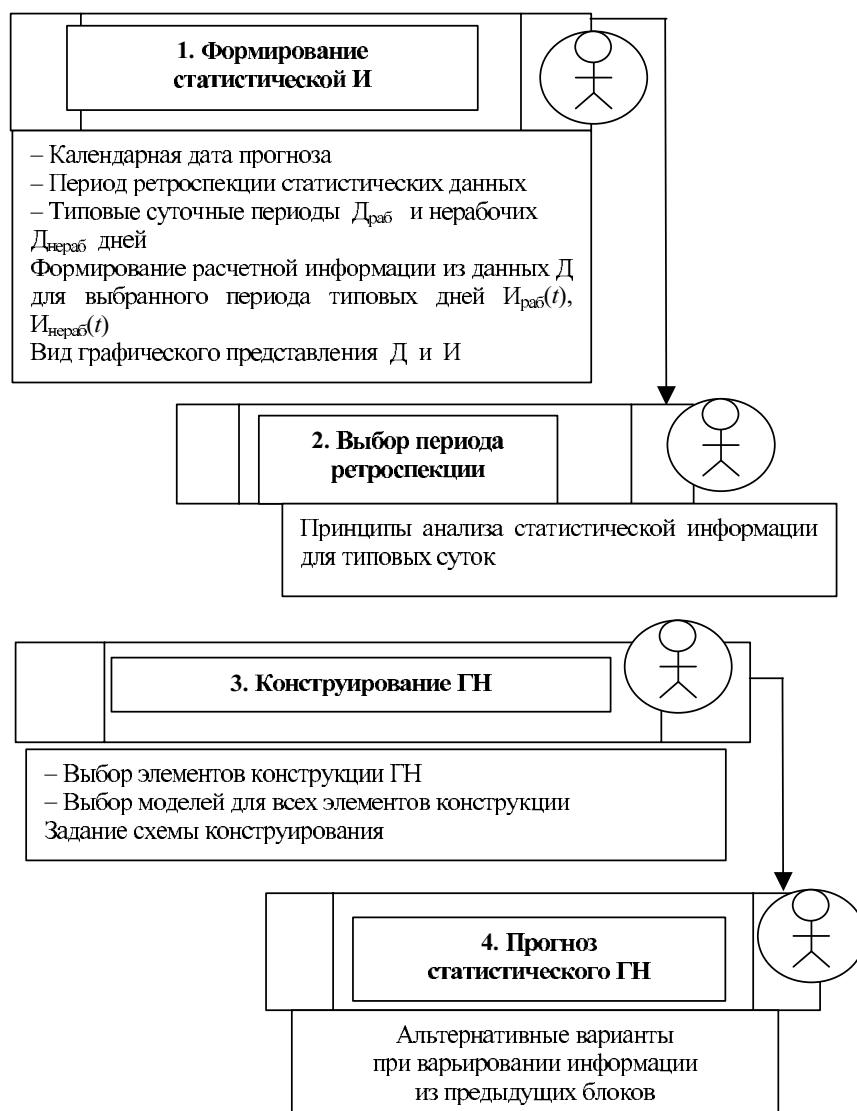


Рис. 15.5. Интерактивный цикл прогнозирования

Поправки – это дополнительные прогнозы, и методика из разработки индивидуальна.

Как уже говорилось, блоки определяют интерфейс. Из приведенных схем видна активная роль человека.

Блок «Оценка качества прогнозов ГН» (рис. 15.6).

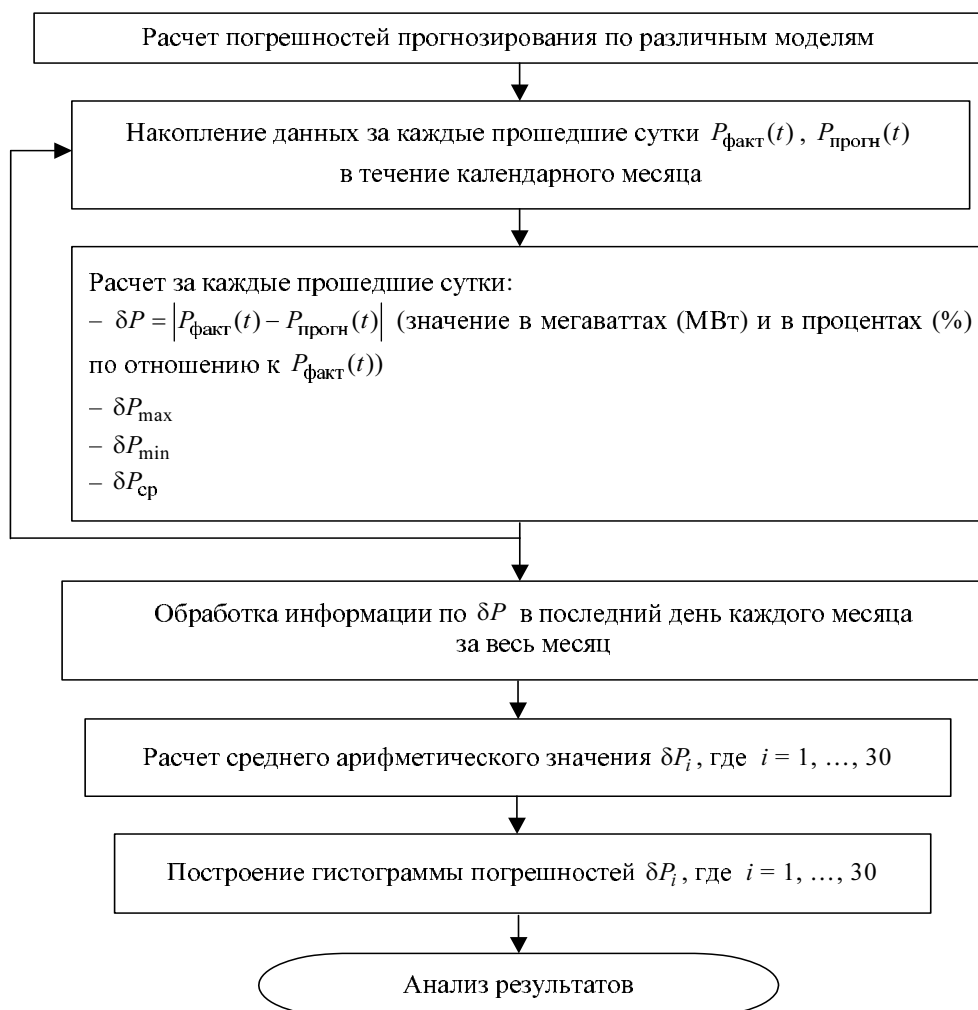


Рис. 15.6. Блок-схема расчетов по оценке качества прогнозов

Пояснения к расчетам рис. 15.6.

В гистограммах погрешностей размер карманов составляет:

- погрешность до 0 – 1,5 %,
- погрешность до 2 – 90 %,
- погрешность от 2 до 5 – 8 %,
- погрешность больше 10 % – 0,5 %.

Данные накапливаются добавлением каждого прошедшего дня. Анализ результатов проводится 1 числа каждого месяца за предыдущий месяц.



15.5. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ИНФОРМАЦИОННОГО БЛОКА ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РАСЧЕТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ

По всему комплексу стратегического планирования энергетики для уровня государства громадная роль отводится компьютерным технологиям. Раньше существовала специализированная АСУП (автоматизированная система проектирования). Сейчас новые условия, и трудности многократно возросли. Это связано:

- с ростом неопределенностей при перспективных расчетах до 15–20 лет;
- расширением задач развития;
- инвестиционными проблемами;
- усилением взаимосвязанности систем по технологии производства;
- существенным расширением базы данных, причем из независимых источников;
- увеличением трудоемкости расчетов, так как они проводятся по цепочечной технологии, причем с ежегодным уточнением части информации.

Это лишь часть общей картины и, анализируя ее, можно сказать, что усложнились проблемы информационного обеспечения, прогнозирования, принятия решения, интерактивных расчетов. Не рассматривая проблему в целом, можно отметить, что все решения основываются на энергетических балансах. Наибольшие трудности предсказания энергетических балансов связаны с информацией и ее достоверностью, особенно для сложных энергетических систем. Мы будем рассматривать систему ОЭС. Предприятия ОЭС являются хозяйственными единицами ЕЭС (Единой электроэнергетической системы) и участвуют в стратегическом планировании ее развития.

Составление стратегической базы данных для прогнозирования энергетических балансов в объединенной электроэнергетической системе ОЭС

Основы стратегического планирования изложены в литературе по стратегическому менеджменту. Громадную роль играет база стратегических данных (БСД). Для коммерческой организации БСД включает шесть массивов стратегических данных, характеризующих рынок (рис. 15.7):

- сильные позиции организации на рынке;
- слабые позиции организации на рынке;



- общепромышленные и внутрихозяйственные критерии принимаемых решений;
- информация о конкурентах – разведывательные данные;
- позиции и установки руководителей, принимающих решения;
- информация о конкурентах.

Имеется модель рынка – «Пять сред» (рис. 15.7). Рынок все время меняется, поэтому необходима постоянная работа по получению его картины.



Рис. 15.7. Возможные подсистемы БСД для разработки модели рынка



Рис. 15.8. Модель рынка «Пять сред», модифицированная для энергетики



Все звенья модели связаны с энергетическими балансами. На их основе выбираются техника, технологии и определяются производственные возможности энергетических объектов, себестоимость энергетической продукции, а следовательно, практически все технико-экономические показатели. Энергетические балансы обуславливают коммерческие отношения и действия энергетических предприятий на электроэнергетическом рынке.

Источниками данных для энергетических балансов служит множество каналов макро-, микро- и внутренней среды (рис. 15.8). Структура БСД для составления перспективных энергетических балансов ОЭС включает следующие разделы, которые требуют специальной технологии. Отметим также, что число этих разделов значительно больше, чем в АСУП Госплана.

Блок «Критерии» – отраслевые критерии оценки энергетических балансов

Наиболее общие критерии позволяют оценивать перспективные потребности и динамику состояния энергетических балансов и принимать решения по развитию свойств системы ОЭС. В общем случае критерии включают следующие оценки.

- Обеспечение потребности потребителей в электроэнергии и мощности – дефицит, избыток, самобаланс. Эти оценки определяют решение о вводе новых мощностей или развитии сетей для взаимодействия со структурными единицами ОЭС или с другими единицами микросреды ЕЭС.
- По структуре генерирующих мощностей – ТЭЦ, КЭС, ГЭС – решение о путях увеличения регулирующих мощностей в структурных единицах, маневренности станций, резервов и пр.
- По себестоимости, ценам и рентабельности производства и передаче электроэнергии. Эти данные служат основой для оценки состояния и динамики рыночной, коммерческой эффективности в зоне ОЭС и формируют тарифы оптового рынка в зоне ОЭС, сетевые тарифы передачи электроэнергии с учетом класса напряжения воздушной линии, оценки эффективности вложения инвестиций.

Практически все коммерческие организации имеют финансовые цели. Из опыта известно, что получить надежные финансовые показатели можно только на перспективу 2...5 лет. Прогнозы финансовых показателей с пятилетней заблаговременностью имеют погрешности 20 % и больше.



Блок «Структура» – структурные производственные звенья энергетических балансов

Для балансов не имеет значения схема электрических соединений, связывающих эти структурные единицы. Но при проектировании схемы для каждой единицы нужно знать ее электропотребление и мощность по балансам. В принципе, оно может быть распределено по разным узлам схемы электрических соединений.

Блок «Техника» – технические параметры, влияющие на энергетические балансы

Набор технических параметров включает в себя данные, необходимые для составления энергетических балансов. Они соответствуют эквивалентной схеме ОЭС и включают данные по оборудованию, сооружениям, системам управления и прочее. Данные являются фактической информацией и корректируются в зависимости от срока службы объектов, их модернизации и реконструкции.

Блок «Генерация» – генераторные узлы и их характеристики

При составлении балансов системы для генераторных единиц (станций, РЭЭС) учитываются:

- эксплуатационные свойства;
- характеристики электростанций;
- параметрическая стоимость мощности и выработки электроэнергии.

Станции или РЭЭС при составлении балансов представляются агрегированными энергетическими характеристиками в различных координатах «расход топлива (или издержки на топливо, полные издержки, цена) – мощность (выработка электроэнергии)».

Блок «Потребление» – нагрузочные узлы и их характеристики

На оптовом рынке ОЭС имеются промышленные предприятия и дефицитные РЭЭС. Они являются нагрузочными узлами системы. Нагрузочные узлы имеют характеристики по мощности нагрузки, электропотреблению, по требованиям надежности, по качеству электроэнергии, по напряжению и частоте. Это отражается на электроэнергетических балансах, на товарно-денежных отношениях, на технических планах развития электрических сетей ОЭС.

Особые вопросы создания БСД. Без информации невозможно решать ни одну задачу. В БСД информация поступает от объектов, не входящих в хозяйст-



венную структуру ОЭС. Возникают большие проблемы организационного содержания: кто предоставляет информацию, в какие сроки, по каким планам? Это все требует юридической ответственности за передачу информации в БСД.

Формирование БСД – это сложнейшая информационная система, обладающая динамическими свойствами

ЗАКЛЮЧЕНИЕ К ГЛАВЕ 15

Приведенные в главе задачи – только незначительная часть задач, связанных с компьютерными технологиями. Но сейчас рассматривать теорию и модели решения режимных задач недопустимо без ориентации на компьютеризацию расчетов.

Попробуйте создать схему самонастраивающейся ИВС для прогнозирования электропотребления.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетика – очень сложная промышленная отрасль производства, от техники и технологии до вопросов управления. Сложность управления связана с неопределенностью. Никогда нельзя точно знать, какое количество электроэнергии требуется и как выполнить обязательные требования потребителей.

В первом разделе рассматривалась небольшая часть вопросов управления.

1. Как ведется управление режимами
2. Какие основные задачи при этом решаются, причем только смысл и содержание этих задач.
3. Что такое энергетические балансы и в чем сложности их составления.

Все перечисленные вопросы даются на уровне *общих знаний*, а не специальных. На вопрос «Как?» ответить в полной мере нельзя. Ответ требует широких инженерных, математических и теоретических знаний. Это в первом разделе книги не отражено.

В действительности режимных задач в десятки раз больше тех, которые рассмотрены в учебнике. При многолетней деятельности создания АСУ было проведено обследование энергетических объектов, и в этих материалах уже названы задачи: для ГЭС примерно 100, для ТЭС – 500, для ЭЭС – 1000. В книге за основу взяты энергетические балансы. Почему энергетические балансы? Это отправная точка для энергетики. В них отражается связь промышленного производства энергетики и потребителей, ради которых создана эта промышленность. Энергетические балансы – это база.

Во втором разделе книги этот материал уже отражается как оптимизационные задачи, и здесь даются модели и методы решения основных режимных задач.

В известной мере – это культура управления.

Назовем и ряд общих положений по методам решения рассматриваемых задач.



1. Во многих организациях, которые занимаются режимами, используются собственные разработки решения различных задач. Такие разработки зависят от квалификации разработчиков и их возможностей. Часто этим занимаются инженеры, имеющие опыт и достаточно высокий уровень инженерных знаний, но недостаточный в вопросах компьютеризации и математики.

2. В последние годы, когда энергетика стала областью бизнеса, появилось тенденциозное мнение, что главное – это продать электроэнергию. Это не только абсурдное мнение, но и чрезвычайно искаженное о действительном назначении энергетики. Для товара ЭЭС (электроэнергии) коммерческой задачи в общем смысле не существует: при любой цене электроэнергию потребитель купит, так как без нее жизнь невозможна.

3. В теории управления и менеджменте приводится такое обобщение. Если рассматривать кадровый потенциал, то увидим такую картину. Примерно 5 % – это творческие работники, генераторы идей; около 80 % – работники, которые осваивают предлагаемую работу и добросовестно ее выполняют, но к новому не стремятся; остальные – недобросовестные. Бесспорно, вузовская подготовка сейчас на более низком уровне, чем 50 лет назад, и это – проблема. Можно изучать компьютеризацию, но не иметь представления, как от этого получить реальный выход.

Не разворачивая дальше эти вопросы, авторы надеются, что данная книга поможет в творческом подходе к задачам режимов.

Энергетика – это отрасль для творчества, интересного и полезного.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной

1. *Филиппова Т.А.* Энергетические режимы электрических станций и энергосистем / Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 297 с.
2. *Филиппова Т.А.* Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г.Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 355 с.
3. *Автоматизация управления энергообъединениями* / под ред. С. А. Совалова. – М.: Энергия, 1979. – 431 с.
4. *Арзамасцев Д.А.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. – М.: Высшая школа, 1983. – 208 с.
5. *Веников В.А.* Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 361 с.
6. *Горнштейн В.М.* Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах / В.М. Горнштейн. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 248 с.
7. *Идельчик В.И.* Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
8. *Лыкин А.В.* Электрические системы и сети: учеб. пособие / А.В. Лыкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 248 с.
9. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.–Л.: Государственное энергетическое издательство, 1963. – 360 с.
10. *Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике* / под ред. В.А. Семенова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 309 с.
11. *Русина А.Г.* Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем для управления установившимися режимами: дис. ... д-ра техн. наук / А.Г. Русина. – Новосибирск, 2013. – 297 с.
12. *Филиппова Т.А.* Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем: монография / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 367 с. (Серия «Монографии НГТУ».)



13. *Филиппова Т.А.* Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 610 с. (Серия «Учебники НГТУ».)

Дополнительный

14. *Журавлев В.Г.* Управление режимами гидростанций в условиях АСУ / В.Г. Журавлев, В.И. Обрезков, Т.А. Филиппова. – М.: Энергия, 1978. – 296 с.

15. *Балансы мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе: учеб.-метод. пособие* / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 55 с.

16. *Коммерческие особенности управления режимами энергосистем: учеб.-метод. пособие* / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: Ю.В. Дронова, Н.Н. Путилова, А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 76 с.

17. <http://so-ups.ru/>

18. <http://ru.wikipedia.org/>

19. *Глазунов А.А.* Электрические сети и системы / А.А. Глазунов. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 367 с.

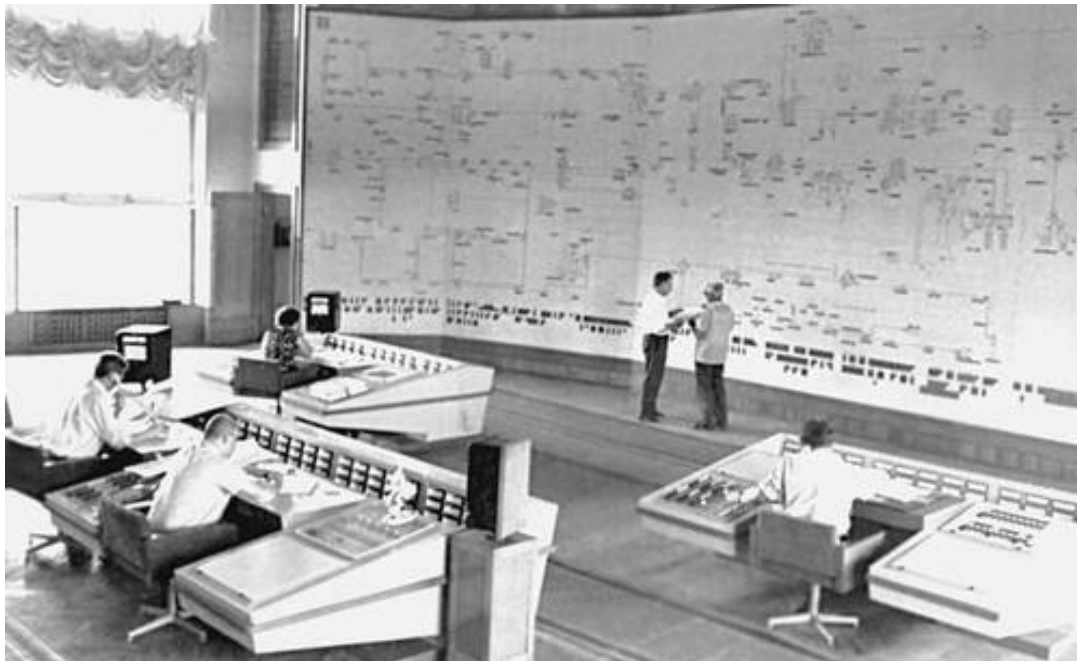
20. *Зимин Р.В.* Разработка статистических моделей прогнозирования электропотребления и графика нагрузки ЭЭС: дис. ... канд. техн. наук / Р.В. Зимин. – Новосибирск, 2008. – 186 с.

21. *Исследование операций*: пер. с англ. В 2 т. / под ред.: Дж. Маудера, С. Элмаграби. – М.: Мир, 1981. – Т. 1. – 712 с.; Т. 2. – 677 с.: ил.

22. *Крумм Л.А.* Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1977. – 368 с.

23. *Макаклюев Б.И.* Статистический анализ и планирование технико-экономических показателей энергообъединения на основе программного комплекса «Энергостат» / Б.И. Макаклюев, Б.И. Салманов, А.В. Антонов // Энергетик. – 2002. – № 3. – С. 27–35.

ПРИЛОЖЕНИЯ



Центральный диспетчерский пульт управления Единой электроэнергетической системы СССР, г. Москва

1. Какие средства контроля имеются на пульте управления?
2. Какие средства управления объектами существуют на пульте управления?
3. Как дежурный диспетчер узнает об авариях?

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Оперативное планирование режимов ЭЭС (пример расчета)

Расчеты выполнены Бельчиковой Екатериной (ФЭН, НГТУ)

Все задачи, которые рассмотрены в предыдущих главах, взаимосвязаны. Эти связи частично показаны в расчетном примере, соответствующем курсовому проекту, который выполняется студентами по курсу режимов энергосистем. В примере не даются пояснения содержательного и методического характера. Они имеются в предыдущих главах.

Рассматриваются следующие задачи.

- Прогноз электропотребления на дату составления оперативного плана – 5 декабря.
- Прогноз графика нагрузки.
- Определение генерирующих возможностей ЭЭС – определение параметров электростанций.
- Планирование оперативного баланса мощности электроэнергии в электроэнергетической системе:
 - составление баланса мощности;
 - составление графиков мощностей электростанций;
 - составление баланса электроэнергии;
 - определение топливных потребностей на предстоящие сутки;
 - расчет основных плановых технико-экономических показателей.

Исходные данные. Основные параметры электростанций (табл. П1.1).

Статистические данные по электропотреблению и метеорологическим параметрам (табл. П1.1).

Таблица П1.1

Электрические станции и их параметры

• Установленная мощность, МВт	
ГЭС	1200
КЭС	1500
ТЭЦ 1	300
ТЭЦ 2	500



Окончание табл. П1.1

• Ограничения по мощностям станций: по тепловому потреблению от выдаваемой мощности: ТЭЦ 1 ТЭЦ 2	0,85 % 0,75 %
• По требованиям водного хозяйства ГЭС	200 МВт
• Суточная выработка электроэнергии ГЭС	12 млн кВт · ч

1. ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ДАТУ СОСТАВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ПЛАНА

Используются статистические данные за один месяц с 5 ноября по 5 декабря. Этот период принят в практических расчетах и рекомендуется в литературе. Задан рабочий день и из ретроспективных данных исключаются выходные дни и праздник 7 ноября (табл. П1.2), как нетиповые дни процесса электропотребления. На этой основе определяется ряд исходной информации, который используется в расчетах.

Таблица П1.2

Данные по ЭЭС за период с 5 ноября до 5 декабря – по фактическому
электропотреблению $\mathcal{E}_{\text{факт}}$, температуре наружного воздуха T , облачности O

Номер данных	Дата	День не- дели	$\mathcal{E}_{\text{факт}}$ млн кВт · ч	Температура T , °С	Облачность O , балл
1	8.11	вт	43 468	–1,6	2
2	9.11	ср	43 638	–1,3	1 – облачно
3	10.11	чт	44 502	–5,4	2 – ясно
4	11.11	пт	45 097	–12,9	2
5	12.11	сб	–	–7,6	2
6	13.11	вс	–	–2,0	2
7	14.11	пн	44 454	–0,3	1
8	15.11	вт	44 660	–0,8	2
9	16.11	ср	45 920	– 2,8	2
10	17.11	чт	45 324	–4,5	1
11	18.11	пт	45 476	–7,5	2
12	19.11	сб	–	–6,7	2
13	20.11	вс	–	– 8,3	2



Окончание табл. П1.2

Номер данных	Дата	День не- дели	$\mathcal{E}_{\text{факт}}$ млн кВт · ч	Температура T , °С	Облачность O , балл
14	21.11	пн	46 631	–9,3	2
15	22.11	вт	46 562	–8,2	2
16	23.11	ср	46 098	–7,4	1
17	24.11	чт	46 244	–7,7	2
18	25.11	пт	46 481	–9,5	1
19	26.11	сб	–	–4,5	2
20	27.11	вс	–	–2,2	2
21	28.11	пн	46 138	–4,0	2
22	29.11	вт	45 889	–5,5	2
23	30.11	ср	45 896	–7,4	2
24	01.12	чт	45 643	–14,9	1
25	02.12	пт	47 177	–16,7	2
26	03.12	сб	–	–15,9	2
27	04.12	вс	–	–15,0	2
Фактические данные на дату прогноза	05.12		43 468	15,7	2

1.1. Разработка статистической модели прогнозирования ожидаемого электропотребления $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$

По информации табл. П1.1 выбрана модель: $y_i = 44\,081 + 146,05x$, $R^2 = 0,66$. Для нее экстраполяцией получается прогноз ожидаемого электропотребления $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t) = 47\,002$ МВт · ч (рис. П1.1). Из рисунка видно, что модель может быть улучшена, если не учитывать последнюю точку, но ее значимость для оперативного прогноза значительна. Решение принимает прогнозист. По данным прогноза



из Internet он видит, что ход температур будет соответствовать последней точке, поэтому принимает решение об использовании полученной модели.

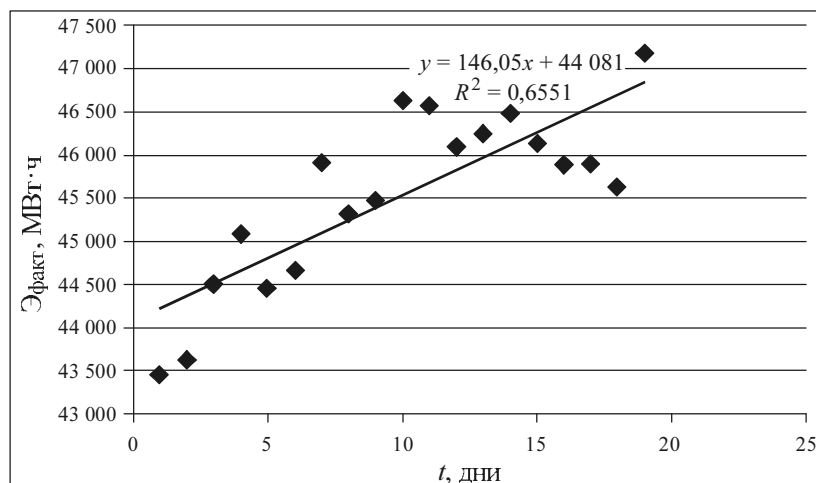


Рис. П1.1. Временной ряд $\mathcal{E}_{\text{факт}}(t)$

На предстоящую дату имеются прогнозы метеорологических параметров, поэтому прогноз электропотребления корректируется. Характерный процесс для температуры наблюдался за период ретроспекции $T_{\text{ретро}}$ – с 27 ноября по 4 декабря (табл. П1.2), и модель температуры для этого периода имеет вид $y = 49,6 - 2,26x$, $R^2 = 0,85$ (рис. П1.2). Она используется для прогнозирования температуры на дату прогноза электропотребления. Получаем прогноз -18°C . Для прогноза температуры на предстоящий день разрабатывается специальная модель. В ней учитывается процесс хода температур, и визуально он определен с 27 ноября по 4 декабря. Тогда модель прогнозирования имеет вид, показанный на рис. П1.2.

В модели электропотребления данные на изменения температуры не нормировались и средняя температура соответствует периоду, для которого подбиралась модель электропотребления, т. е. с 8 ноября по 4 декабря – $T_{\text{ретро электро}} = -6,7^\circ\text{C}$, отклонение от средней составляет $(18 - 6,7) = 11,3^\circ\text{C}$. По решению прогнозиста примем, что поправка на температуру вычисляется исходя из расчета 8,15 МВт на 1°C отклонения от среднего. Тогда поправка к статистическому прогнозу электропотребления будет $11,3 \cdot 8,15 \cdot 24 = 2210 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$.

Прогноз электропотребления корректируется и на величину облачности предстоящего периода. Поправка на облачность выполняется исходя из заданной величины 5 МВт на 1 балл отклонения. Тогда ожидаемое электропотребление $\mathcal{E}_{\text{ож}} = \mathcal{E}_{\text{прог}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{темп}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{обл}}$ (табл. П1.3).

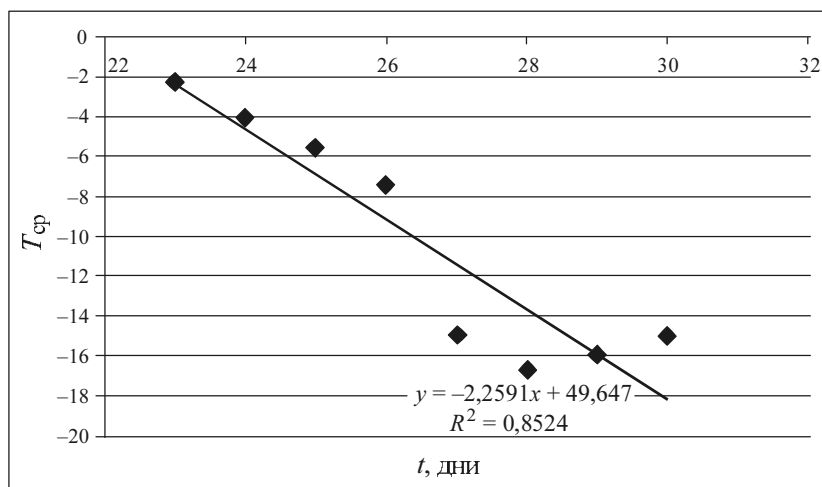


Рис. 11.2. Модель изменения температуры с 27 ноября по 4 декабря

Таблица 11.3

Прогноз электропотребления на предстоящие сутки – 5 декабря

Величины	Электропотребление, МВт·ч	Примечания
Прогноз электропотребления по модели $\mathcal{E}_{ож}(t)$	47 002	
Прогноз электропотребления по модели с учетом поправки на прогноз температуры на 5 декабря	49 212	$t_{\text{прог}} = -18\text{ }^{\circ}\text{C}$, поправка электропотребления на температуру 2210 МВт·ч
Прогноз электропотребления по модели с поправкой на прогноз температуры и облачности	49 332	$O_{\text{прог}} = 1$ балл, поправка 120 МВт·ч
Прогноз электропотребления с поправками	49 322	
Погрешности прогноза электропотребления по фактическим данным на предстоящий день 5 декабря	3,53 %	Величина погрешности показывает, что модели могут использоваться при прогнозных расчетах



Анализируются возможные погрешности статистических моделей (табл. П1.4). Они дают общую картину возможных оперативных мероприятий.

Таблица П1.4

Погрешности модели прогноза электропотребления

Вид погрешности	Погрешность, МВт · ч	Процент от прогноза
По модулю	481	0,98 %
Предельная	1089	2,21 %
Среднеквадратичная	614	1,24 %

1.2. Прогноз суточного графика нагрузки

В задании имеются исходные данные о координатах суточного графика нагрузки (ГН) в процентах от максимальной нагрузки ($P_{\max} = 2500$ МВт) как ориентировочные (табл. П1.5). По ним первоначально определяется конфигурация прогнозируемого графика нагрузки $P(t)$ на 5 декабря (рис. П1.3, а). Прогноз электропотребления больше, чем величина по этому ГН, с коэффициентом $k = 49\,322/45\,875 = 1,075$ и ГН корректируется (рис. П1.3, б).

Таблица П1.5

Прогноз ГН, электропотребление по заданному ГН – 45 875 млн кВт · ч

Нагрузка	Время, ч								
	0...6	7	8...10	11, 12	13, 14	15	16, 17	18, 19	20...24
Нагрузка, процент от максимальной нагрузки	70	90	80	90	100	85	75	70	65
Нагрузка по данным задания, МВт	1750	2250	2000	2250	2500	2125	1875	1750	1625
Нагрузки по прогнозу ожидаемого электропотребления, МВт · ч	1882	2419	2150	2419	2688	2285	2016	1882	1747

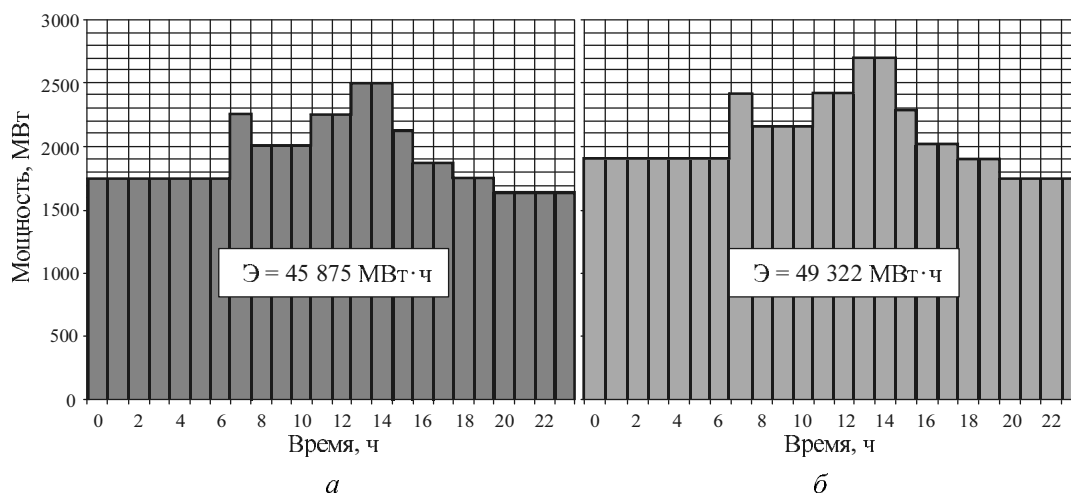


Рис. П1.3. Исходный (а) и уточненный прогнозируемый (б) график нагрузки на 5 декабря

1.3. Учет погрешностей нагрузок

На каждом интервале времени могут указываться нагрузки с погрешностями Π , которые определены как отношение погрешности ожидаемого электропотребления к статистическому (рис. П1.4, табл. П1.6). Нагрузки изменяются на величины $\frac{\Pi}{24}$ МВт. Погрешности важны для намечаемых оперативных мероприятий.

Таблица П1.6

Величины нагрузок с погрешностями, МВт (рис. П1.4)

Интервалы времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Погрешность средняя по модулю (+ –), МВт	1902	2439	2170	2439	2708	2305	2036	1902	1767
	1861	2399	2130	2399	2668	2265	1996	1861	1727
Погрешность предельная (+ –), МВт	1927	2464	2196	2464	2733	2330	2061	1927	1792
	1836	2374	2105	2374	2642	2239	1971	1836	1702
Погрешность среднеквадратичная (+ –), МВт	1907	2445	2176	2445	2713	2310	2041	1907	1773
	1856	2394	2125	2394	2662	2259	1990	1856	1722

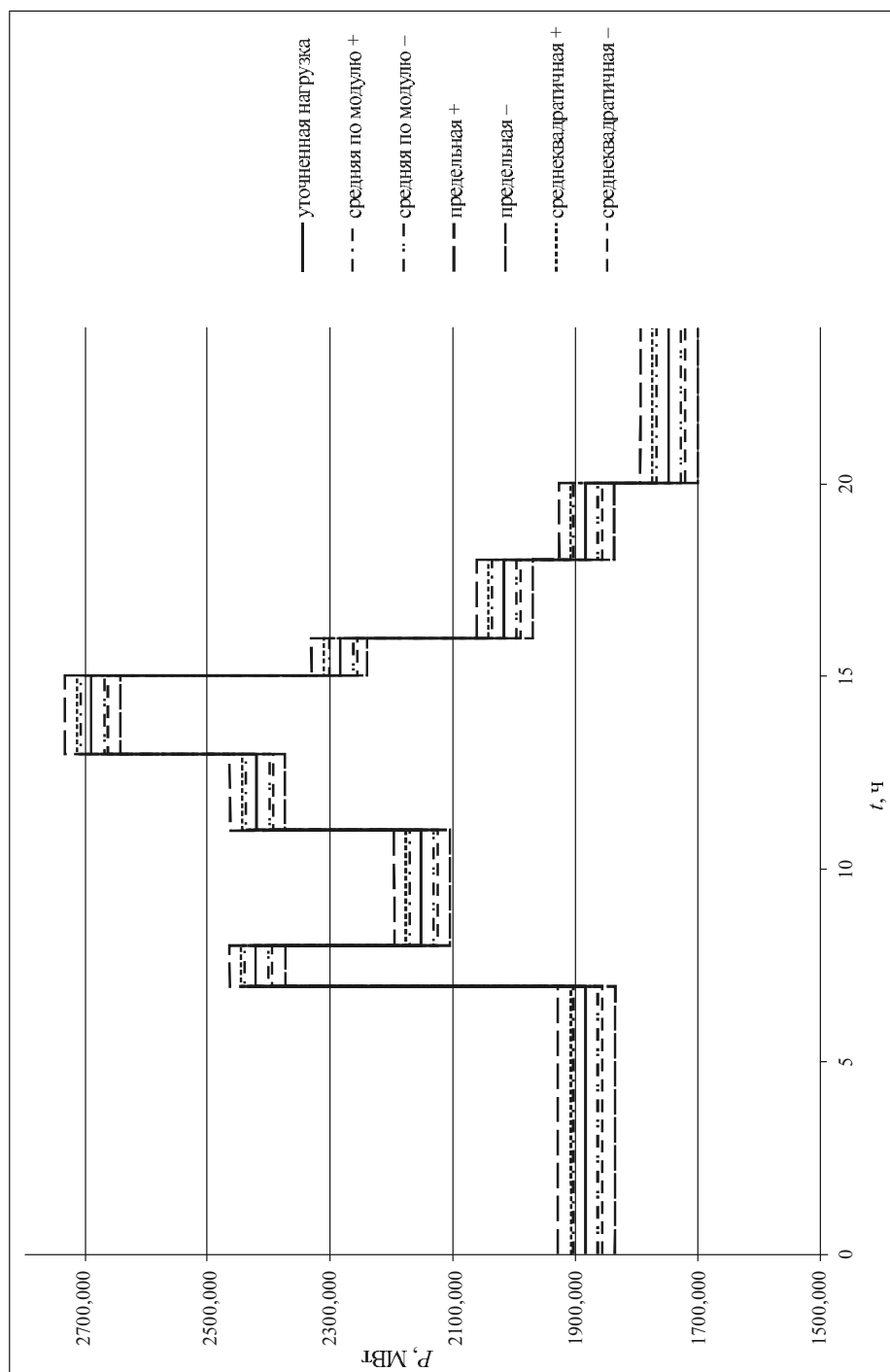


Рис. III.7. График нагрузки с его погрешностями



2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭЭС – ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Энергетические параметры и характеристики тепловых станций

Режим мощностей. Определяются располагаемые мощности и ограничения по их использованию в балансе мощностей ЭЭС. Исходные данные заданы и использованы в табл. П1.7. Считаем, что станции используют газ и минимальная мощность составляет 50 % максимальной. Параметры возможных мощностей станций представлены в виде табл. П1.7–П1.9.

Таблица П1.7

Мощности ТЭС

Станция	Установленная мощность $P_{уст}$, МВт	Ограничения по тепловому потреблению $P_{реж}$ без учета ремонтов, МВт	Ограничения по состоянию			$P_{расть}$ с учетом текущих ремонтов, МВт	$P_{расть}$ без учета текущих ремонтов, МВт
			Ограничения по техническому состоянию, МВт	Ограничения по качеству топлива, МВт	Ограничения по текущим ремонтам, МВт		
КЭС, ограничения, %	КЭС	Нет	0,1	0	0,05		
КЭС, мощности, МВт	1500	–	$0,1 \cdot 1500 = 150$	$0 \cdot 1500 = 0$	$0,05 \cdot 1500 = 75$	$1500 - 150 - 75 = 1275$	$1500 - 150 = 1350$
ТЭЦ-1, ограничения, %			0,08	0,08	0,07		
ТЭЦ-1, мощности, МВт	300	$0,85 \cdot 252 = 214$	$0,08 \cdot 300 = 24$	$0,08 \cdot 300 = 24$	$0,07 \cdot 300 = 21$	$300 - 24 - 24 - 21 = 231$	$300 - 24 - 24 = 252$
ТЭЦ-2, ограничения, %			0,09	0,09	0,05		
ТЭЦ-2, мощности, МВт	500	$0,75 \cdot 410 = 307,5$	$0,09 \cdot 500 = 45$	$0,09 \cdot 500 = 45$	$0,05 \cdot 500 = 25$	$500 - 45 - 45 - 25 = 385$	$500 - 45 - 45 = 410$
ГЭС			100 МВт				



Таблица П1.8

Диапазон рабочих мощностей станций

Станция	Минимально допустимая техническая мощность $P_{\min}$, МВт	Максимальная техническая мощность $P_{\max}$, МВт	Средняя техническая мощность $P_{\text{cp}} = (P_{\max} + P_{\min})/2$, МВт
КЭС	675	1350	1012,5
ТЭЦ-1	126	252	189
ТЭЦ-2	205	410	307,5
ГЭС	0	1100	

Таблица П1.9

Величины суточной выработки электроэнергии в различных режимах работы, МВт · ч

Станции	$\mathcal{E}_{\min} = P_{\min} \cdot 24$	$\mathcal{E}_{\text{cp}} = P_{\text{cp}} \cdot 24$	$\mathcal{E}_{\max} = P_{\max} \cdot 24$
КЭС	16 200	24 300	32 400
ТЭЦ-1	3024	4536	6048
ТЭЦ-2	4920	7380	9840
ГЭС			12 000

Приняты обозначения:

B – расход топлива;

$b_{\text{уд}}$ – удельный расход топлива;

ε – относительный прирост топлива;

$P_{\min \text{ техн}}$ – допустимая техническая мощность;

$P_{\text{раб}}$ – рабочая мощность.

Энергетические характеристики электростанции

Уравнения расходных энергетических характеристик заданы.

Расходные характеристики топлива для каждой станции имеют вид:

$$B_{\text{КЭС-2}} = 57 + 0,39P_{\text{КЭС-2}} + 0,0015P_{\text{КЭС-2}}^2;$$

$$B_{\text{ТЭЦ-3}} = 100 + 0,52P_{\text{ТЭЦ-3}} + 0,003P_{\text{ТЭЦ-3}}^2;$$

$$B_{\text{ТЭЦ-4}} = 110 + 0,37P_{\text{ТЭЦ-4}} + 0,003P_{\text{ТЭЦ-4}}^2.$$



Характеристики удельных расходов топлива $b_{уд}(P)$ определяются по соотношению

$$b_{уд i} = \frac{B_i}{\mathcal{E}_i}.$$

Характеристики относительных приростов $\varepsilon(P)$ расхода топлива имеют показатели $\varepsilon = \frac{\Delta B}{\Delta \mathcal{E}}$.

Характеристики КЭС (табл. П1.10, рис. П1.5)

Таблица П1.10

Технико-экономические показатели КЭС

Обозначение	P , МВт	B , т у.т.	b , т у.т./МВт·ч для средней мощности	ε , т у.т./МВт·ч для средней мощности
$P_{\min \text{ техн}} = P_{\min \text{ реж}}$	675	1004	1487	2415
$P_{\text{ср}}$	1013	1990	1965	3428
$P_{\text{раб. техн}}$	1160	2529	2180	3871
$P_{\text{раб. max}} + P_{\text{ав.рез}} = P_{\text{расп}}$	1350	3317	2457	4440
$P_{\text{уст}}$	1500	4017	2678	4890

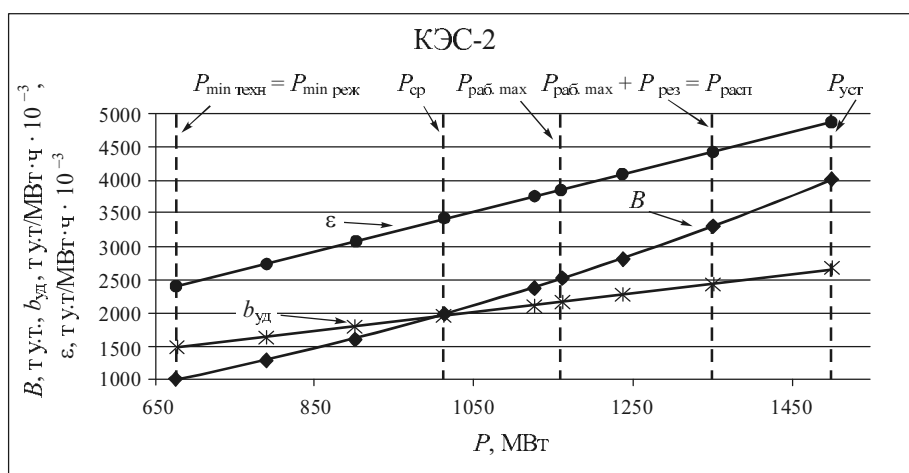


Рис. П1.5. Энергетические характеристики КЭС



Характеристики ТЭЦ-3 (табл. П1.11, рис. П1.6)

Таблица П1.11

Технико-экономические показатели ТЭЦ-3

Обозначение	P , МВт	B , т у.т	$B_{уд}$, т у.т/МВт · ч, для средней мощности	ε , т у.т/МВт · ч, для средней мощности
$P_{\min \text{ техн}}$	126	213	169	128
$P_{\text{ср}}$	189	305	162	165
$P_{\min \text{ реж}}$	214	349	163	181
$P_{\text{раб. max}} = P_{\text{расг}}$	252	422	167	203
$P_{\text{уст}}$	300	526	175	232

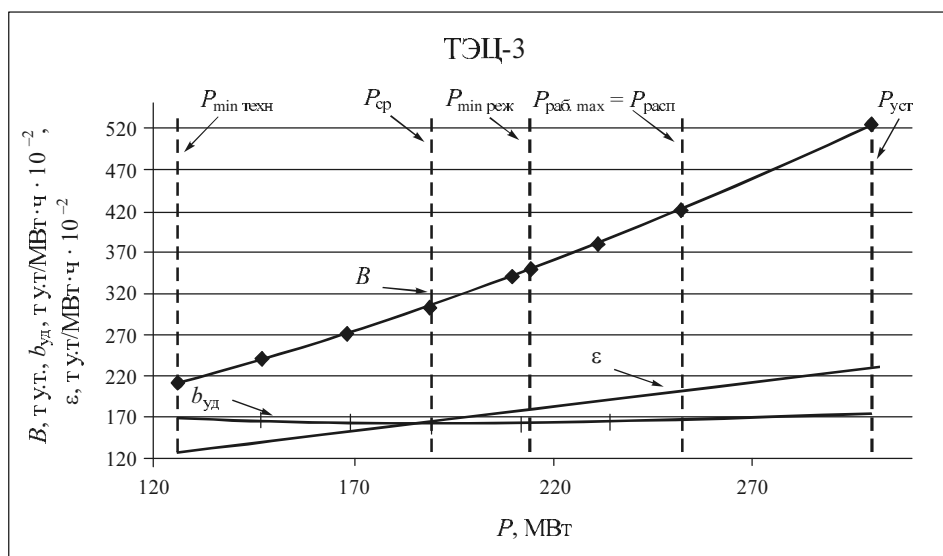


Рис. П1.6. Энергетические характеристики ТЭЦ-3



Характеристики ТЭЦ-4 (табл. П1.12, рис. П1.7)

Таблица П1.12

Технико-экономические показатели ТЭЦ-4

Обозначение	P , МВт	B , т у.т.	$b_{уд}$, т у.т./МВт·ч	ε , т у.т./МВт·ч
$P_{\min \text{ техн}}$	205	312	152	160
$P_{\min \text{ реж}} = P_{\text{ср}}$	308	507	165	222
$P_{\text{раб. max}} = P_{\text{расп}}$	410	766	187	283
$P_{\text{уст}}$	500	1045	209	337

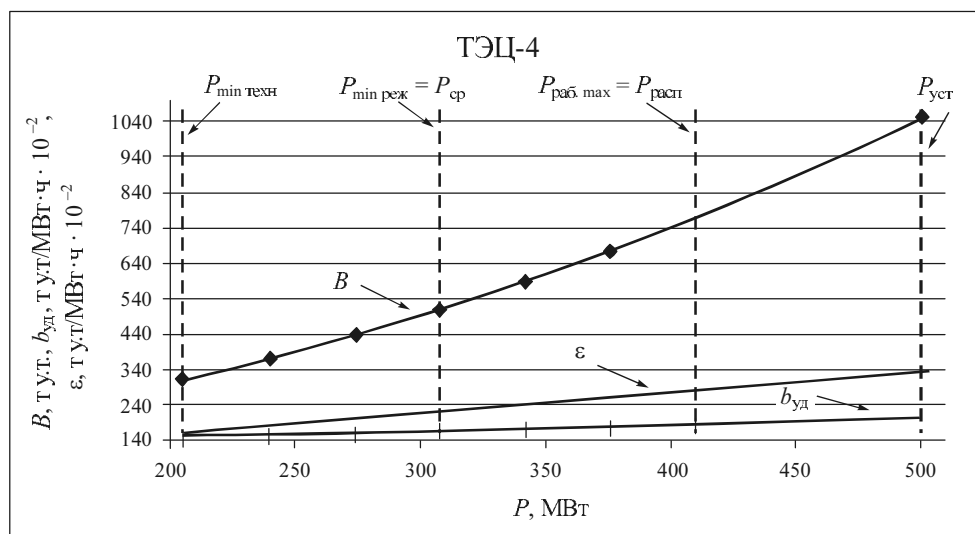


Рис. П1.7. Энергетические характеристики ТЭЦ-4

Суммарные оценки возможностей ТЭС

Определение рабочей зоны станций и приоритета использования станций в балансе мощности (табл. П1.13).



Таблица П1.13

Удельные показатели режима работы станций

Наименование станции	Средняя мощность, МВт	Принятая цена топлива, руб/т у.т. для конденсационного режима	Удельные показатели		Ранг по величинам	
			а. Удельный расход топлива, т у.т./МВт·ч	б. Удельные затраты на топливо, руб/МВт·ч	а	б
КЭС-2	1012	1000	2	1965	3	1
ТЭЦ-1	189	$900 \cdot 2 = 1800$	1,6	2909	1	3
ТЭЦ-2	307	$680 \cdot 2 = 1360$	1,7	2244	2	2

Загрузка станций в расчетах может осуществляться по рангам. В расчетах она будет вестись в соответствии с критерием минимума удельных затрат на топливо (ранги б).

Составление баланса мощности

Резервы мощности. При энергоснабжении необходимо учитывать требования надежности, поэтому ЭЭС имеет резервы мощности. Оперативные резервы мощности в основном определяются нагрузочным и аварийным резервами. Величины нагрузок получены при усредненных нагрузках на часовых интервалах. Мгновенные нагрузки могут быть большими. Часто считается – на 5 %. Это потребует нагрузочного резерва мощности, он показан на рис. П1.8 в часы наибольшей нагрузки $P_{нр} = 134$ МВт.

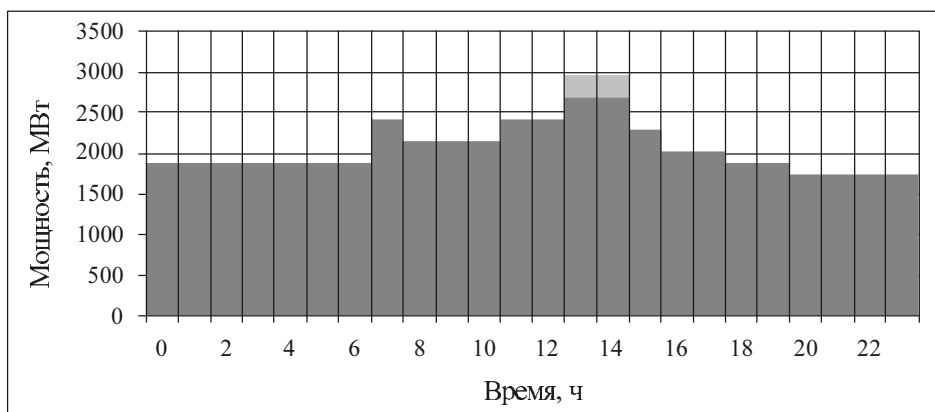


Рис. П1.8. Суммарный график нагрузки ЭЭС с учетом нагрузочного резерва



Нагрузка может изменяться и при авариях. Минимальный аварийный резерв зависит от вида аварии. В данном расчете он принят 5 % и $P_{ав} = 134$ МВт. Но во многих системах он значительно больший и достигает 25...30 % величины максимальной нагрузки (рис. П1.8).

Суммарная располагаемая мощность системы 3012 МВт, а максимальная нагрузка по графику 2957 МВт. Это позволяет увеличить аварийный резерв до 7 % – 190 МВт. Размещается аварийный резерв на КЭС.

График нагрузки ЭЭС для составления оперативного баланса мощности. В расчетах используется интегральная кривая нагрузки ИКН (табл. П1.14, рис. П1.9).

Таблица П1.14

Расчеты для построения интегральной кривой ГН

P , МВт	0	1747	1882	2016	2150	2285	2419	3012
Σ , МВт·ч	0	41 931	44 618	46 097	47 306	48 113	48 785	49 971

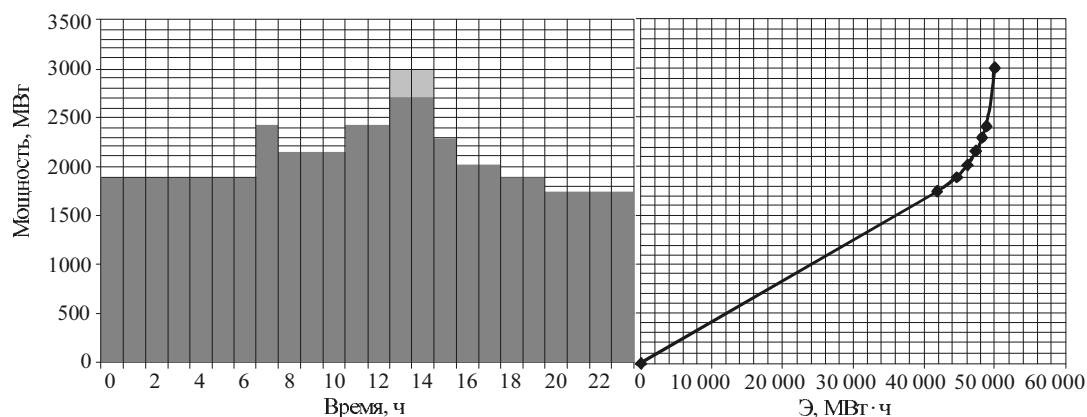


Рис. П1.9. ГН и его ИКН

Баланс мощностей для максимальной нагрузки. Общая картина баланса мощности вначале определяется для максимальной нагрузки (табл. П1.15).



Таблица П1.15

Составляющие баланса мощностей для максимальной нагрузки, МВт

№ п/п	Составляющие баланса мощностей	Результаты расчетов
	<i>Потребность</i>	
1	Нагрузка потребителей системы	$P_{\max} = 2688$
2	Передача мощности в другие системы	Нет
3	Необходимый резерв мощности	324
4	Потери мощности и потребление на собственные нужды (уже учтены в 1)	269 (учтены в нагрузке)
5	Итого потребная мощность (1 + 3)	3012
	<i>Покрытие мощности</i>	
6	Рабочая мощность электростанций (достаточна для покрытия нагрузки)	2688
7	Получение мощности из других систем	Нет
8	Резервная мощность электростанций	324
9	Итого покрытие нагрузки (6 + 8)	3012

Из расчетов видно, что ЭЭС имеет самобаланс и не осуществляет передачу или получение мощности от других ЭЭС.

Баланс мощностей для ГН. Возможности электростанций приведены в табл. П1.16. Баланс мощностей – табл. П1.17, рис. П1.10. Методика расчетов приведена в [2].

Таблица П1.16

Параметры мощностей электростанций, МВт

Наименование мощности	Наименование станции				
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ЭЭС
Установленная	1200	1500	300	500	3500
Связанная	200	150	48	90	488
Располагаемая	1000	1350	252	410	3012
Нагрузочный резерв	134	0	0	0	134
Аварийный резерв	0	190	0	0	190
Регулируемая мощность	516	1160	37	102	1816
Базовая мощность	350	0	214	308	872

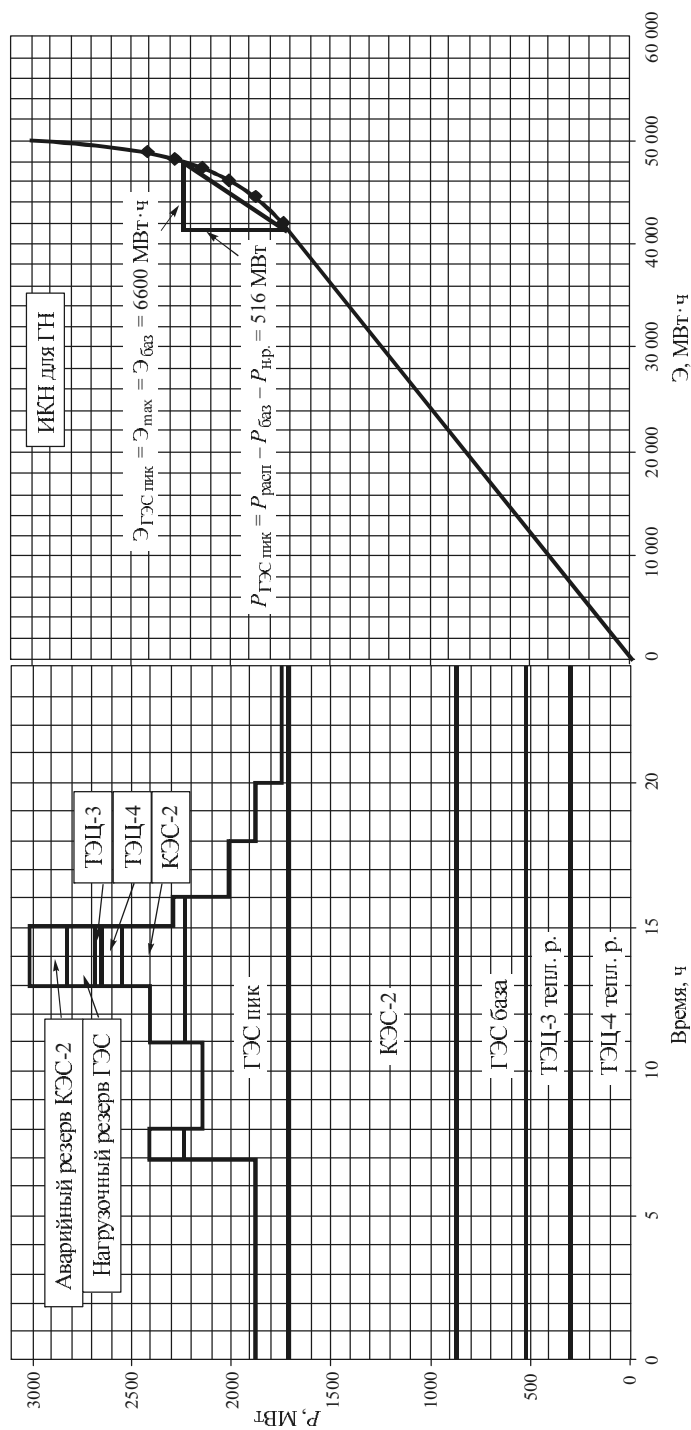


Рис. П1.10. Баланс мощности



Таблица П.17
Прогноз планового баланса мощностей ЭЭС на предстоящие сутки

Наименование объекта	Рабочая мощность, МВт								Нагрузоч- ный резерв, МВт	Аварий- ный резерв, МВт	Свободная мощность, МВт	Режимные ограниче- ния, МВт	Техноло- гические ограниче- ния, МВт
	0...6 ч	7 ч	8...10 ч	11, 12 ч	13, 14 ч	15 ч	16, 17 ч	18, 19 ч					
ГЭС	515	866	784	866	866	866	649	515	134	0	0,00	350	—
КЭС	845	1032	845	1032	1160	897	845	845	0,00	190	0,00	0	675
ТЭЦ-1	214	214	214	214	252	214	214	214	0,00	0	0,00	214	126
ТЭЦ-2	308	308	308	308	410	308	308	308	0,00	0	0,00	308	205
Итого	1882	2419	2150	2419	2688	2285	2016	1882	134	190	0,00	872	1006
Покупка / Про- дажа в другие ЭЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	—	—	—	—	—
Нагрузка ЭЭС	1882	2419	2150	2419	2688	2285	2016	1882	134	190	0	871,7	1006



Ожидаемый оперативный баланс электроэнергии на прогнозируемые сутки
(табл. П1.18).

Таблица П1.18

Баланс электроэнергии на предстоящие сутки, МВт·ч

Составляющие баланса электроэнергии	Значение	
1. Прогноз электропотребления	49 322	
2. Покупная электроэнергия, МВт·ч	0	
3. Возможная для продажи электроэнергия, МВт·ч	0	
4. Выработка электроэнергии электростанциями системы	49 322	
Всего, МВт·ч		
В том числе:		
ГЭС	15 000	
КЭС	21 521	
ТЭЦ-1	5216	
ТЭЦ-2	7585	
5. Потери электроэнергии, 10 % от общего производства (уже включены в выработку электроэнергии)	4932	
6. Стоимость покупной/проданной электроэнергии, руб. и руб/МВт·ч	0	
7. Возможные отклонения выработки электроэнергии от плана ЭЭС: МВт·ч	Отклонение прием по средней погрешности: 20 МВт·ч	
8. Себестоимость электроэнергии руб/МВт·ч (топливная составляющая по принятым показателям)	КЭС	1965
	ТЭЦ1	2909
	ТЭЦ-2	2244



**Потребности станций в топливных ресурсах по балансу электроэнергии
на 05.12. (табл. П1.19)**

В расчетах использованы энергетические характеристики станций и данные баланса мощностей. Использована формула $B = \sum_t P_{ТЭСi} b_{уд}$.

Таблица П1.19

Потребности станций в топливных ресурсах по балансу электроэнергии на 05.12.

Наименование величины	Наименование станции				Данные по ЭЭС
	КЭС-2	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ГЭС	
Ожидаемая выработка электроэнергии, МВт·ч	21 521	5216	7585	15 000	49 322
Выработка электроэнергии по заданным ограничениям, МВт·ч	0	5141	7380	8400	20 921
Удельные расходы топлива, т у.т./МВт·ч	2	1,6	1,7	—	—
Расход топлива на плановую выработку электроэнергии, т у.т.	42 290	8430	12 517	—	63 237
Расход топлива с учетом страхового запаса, равного 3 плановым, т	169 158	33 721	50 068	—	252 947
Цена топлива, руб/т у.т. (условная)	1000	900 · 2 = = 1800	680 · 2 = = 1360	—	—
Издержки на топливо, тыс. руб. в сутки	42 290	15 174	17 023	—	74 487
Удельные издержки на топливо, руб/ МВт·ч	1965	2909	2244	—	—

**Определение плановых графиков мощностей и режима электростанций,
участвующих в энергетических балансах ЭЭС**

По балансу мощностей и электроэнергии выдаются задания электростанциям по их режиму на предстоящие сутки (рис. П1.11–П1.14, табл. П1.20).

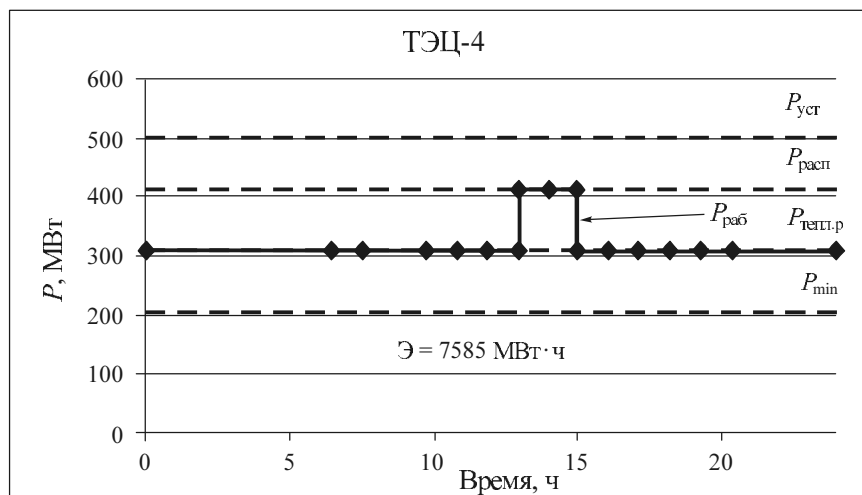


Рис. П1.11. График мощностей ТЭЦ-4

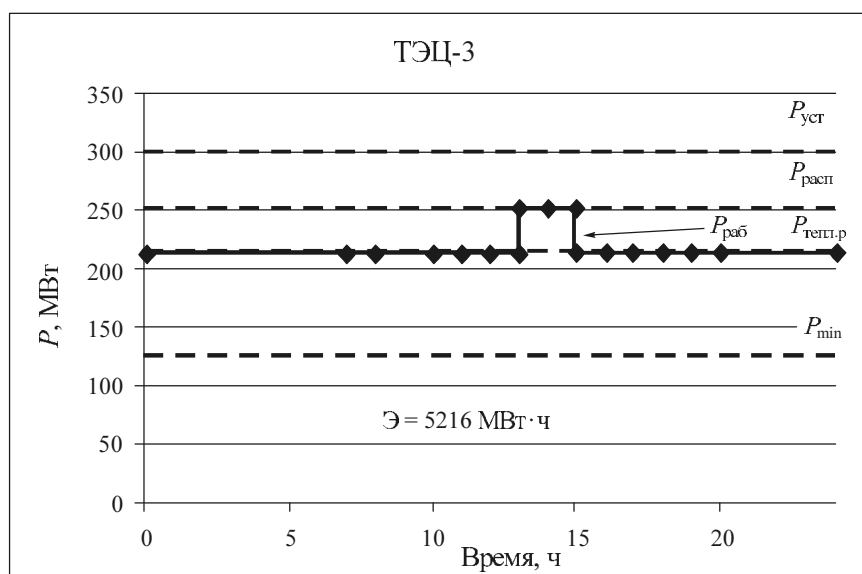


Рис. П1.12. График мощностей ТЭЦ-3

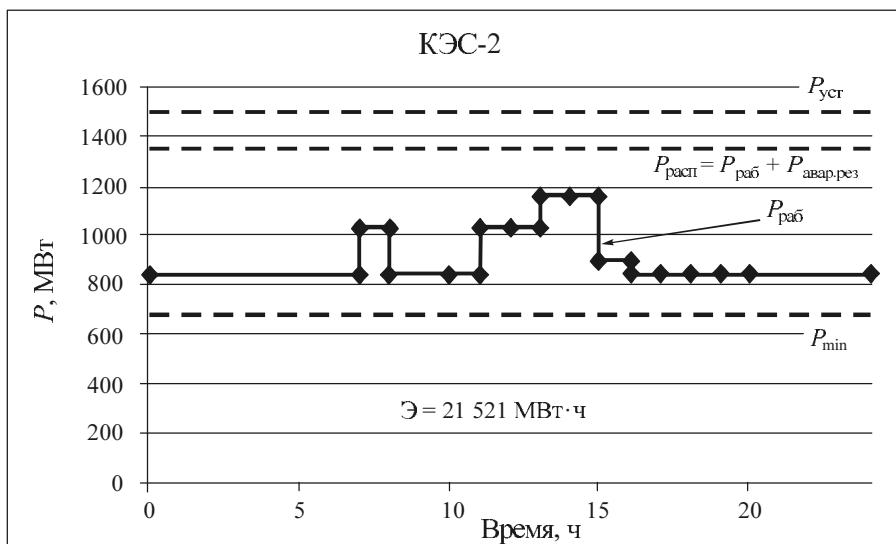


Рис. П1.13. График мощностей КЭС

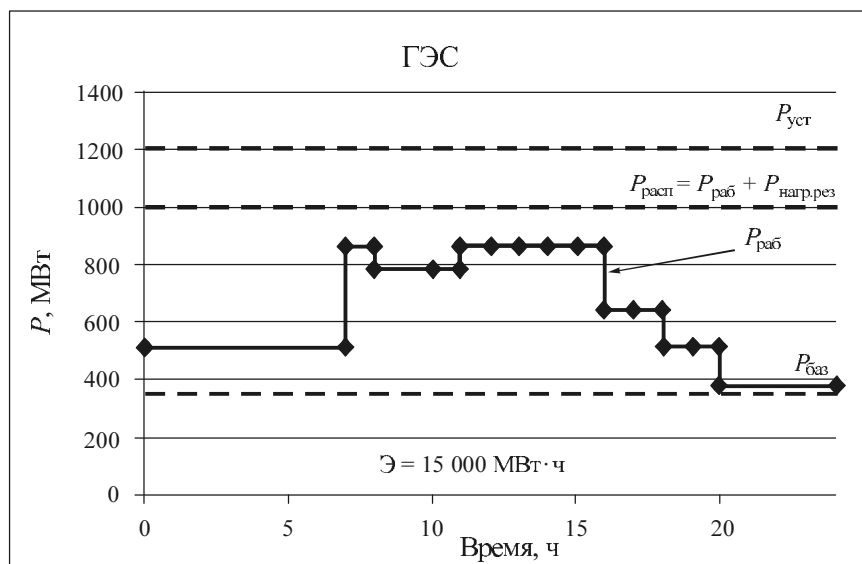


Рис. П1.14. График мощностей ГЭС



Таблица П1.20

Основные плановые технико-экономические показатели

Максимальная рабочая мощ- ность, МВт	Выработка электро- энергии, МВт·ч	Нагрузочный резерв мощности, МВт	Аварийный резерв мощ- ности, МВт	Потери элек- троэнергии в ЭЭС, МВт·ч	Себестоимость электроэнергии, (топливная составляющая) коп/кВт·ч	Удельный расход топлива, г/кВт·ч
ЭЭС		134	190	4932		
ГЭС	15 000	134				
КЭС	21 525		190		196,5	196
ТЭЦ-1	21 651				290,9	200
ТЭЦ-2	7585				224,4	224

Вывод. Задачи оптимального распределения нагрузки чрезвычайно разнообразны. Они решаются с учетом пространственной и временной иерархии, в строгой и упрощенной постановке, по различным критериям оптимизации. Для них хорошо разработаны теоретический аппарат, алгоритмы и программы. Объясняется это тем, что они повсеместно используются при эксплуатации, при планировании развития и при исследованиях систем. Каждая задача при промышленной реализации имеет много тонкостей, которые невозможно изложить в книгах. Поэтому здесь даны только схема решения этих задач и физический смысл условий оптимальности. Это тот минимум, который достаточен для углубленного изучения вопроса.

Несмотря на богатейшие возможности современных вычислительных систем и развитие теории и методов оптимизации, принципы решения задач не изменились. Поэтому имеется возможность углубленного изучения этого материала по литературным источникам, изданным в 1980–1990-х годах. Их небольшая часть приводится в библиографическом списке [2, 3, 4, 5, 6, 9].

Контрольные вопросы

1. В чем заключается цель оптимального распределения нагрузки между энергосистемами, станциями, агрегатами?
2. Каковы условия наивыгоднейшего распределения нагрузки для энергосистемы, имеющей только тепловые станции для гидротепловой системы?
3. Поясните физический смысл условия равенства относительных приростов.
4. Каковы размерность и физический смысл множителя Лагранжа λ в условии наивыгоднейшего распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС?
5. Запишите условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами станций: котлами, турбинами, блоками, гидроагрегатами.
6. Запишите условие наивыгоднейшего распределения реактивной нагрузки между источниками реактивной мощности. Поясните их физический смысл.
7. Как реализуются расчетные рекомендации по наивыгоднейшему распределению нагрузки?
8. Поясните порядок вывода условий наивыгоднейшего распределения нагрузки на примере тепловой системы.



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Состояние энергетики России

Структура потребления и выработки электроэнергии и мощности

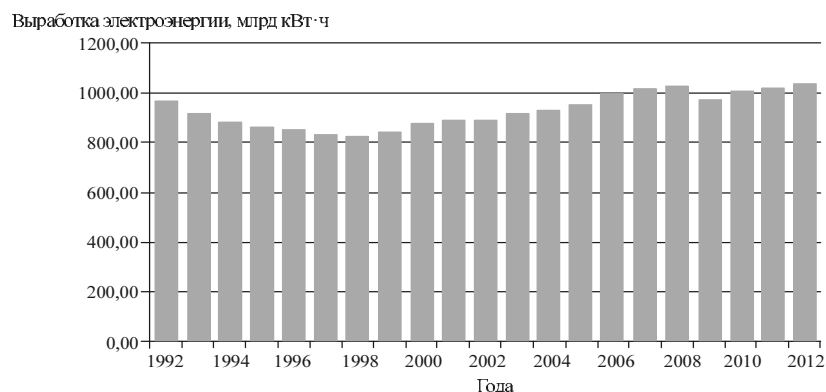


Рис. П2.1. Изменение выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России с 1992 года по 2012 год, млрд кВт·ч

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2012 году составила 1032,3 млрд кВт·ч. Потребление электроэнергии в 2012 году составило 1016,5 млрд кВт·ч. Годовой максимум потребления ЕЭС России зафиксирован в 10:00 21.12.2012 при частоте электрического тока 50,00 Гц и составил 15 7425 МВт. При этом нагрузка электростанций ЕЭС России составила 158 986 МВт.

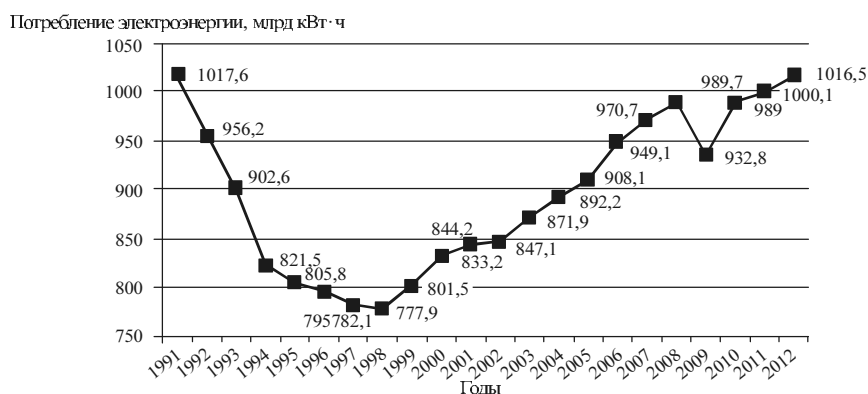


Рис. П2.2. Динамика изменения потребления электроэнергии по ЕЭС с 1991 по 2012 год, млрд кВт·ч

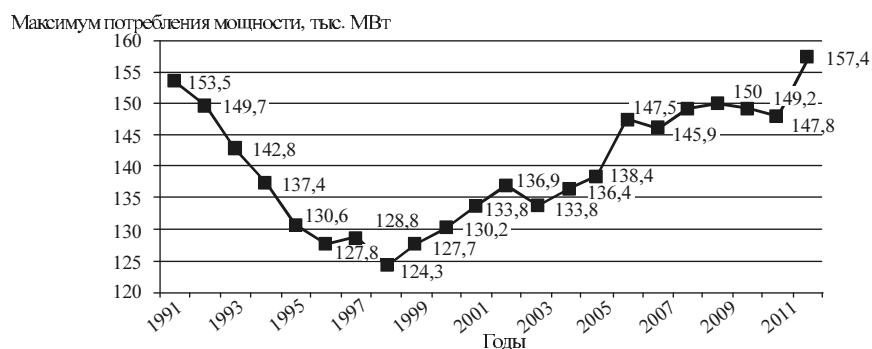
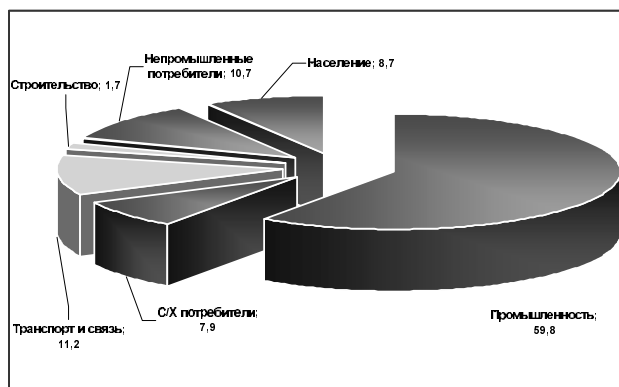
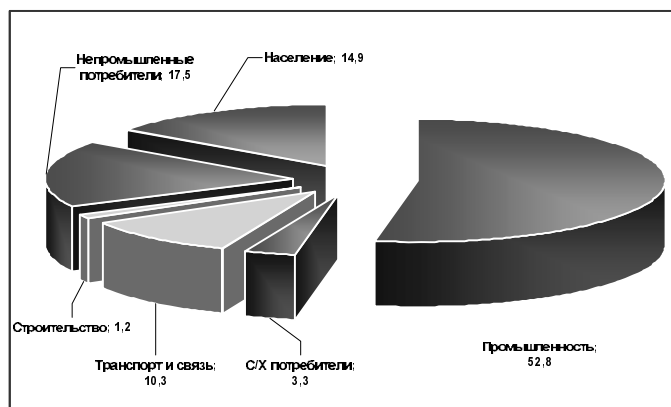


Рис. П2.3. Динамика изменения максимума потребления мощности по ЕЭС с 1991 по 2012 год, тыс. МВт

Структура потребления по РФ за 1990 г.



Структура потребления по РФ за 2002 г.





Технические параметры станций

На конец 2012 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 223070,83 МВт.

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2012 году составило 4689 ч. При этом:

- тепловых электростанций около 4635 часов, или 52,4 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7241 ч (82,4 % календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3473 ч (39,5 % календарного времени);
- электростанций промпредприятий – 5195 ч (57,4 % календарного времени).

Таблица П2.1

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2013

Энергообъединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС России	223070,83	151828	68,1	45976,87	20,6	25266	11,3
ОЭС Центра	51290,1	36617,53	71,4	1838,57	3,6	12834	25
ОЭС Средней Волги	25951,3	15083,3	58,1	6796	26,2	4072	15,7
ОЭС Урала	46239,98	43797,34	94,7	1842,64	4	600	1,3
ОЭС Северо-Запада	23389,91	14681,87	62,8	2948,04	12,6	5760	24,6
ОЭС Юга	18605,89	10995,67	59,1	5610,22	30,2	2000	10,7
ОЭС Сибири	48532,66	24931,26	51,4	23601,4	48,6	–	–
ОЭС Востока	9060,99	5720,99	63,1	3340	36,9	–	–

Таблица П2.2

Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 21.12.2012

Энерго-объединение	Располагаемая мощность, МВт	Ремонтная мощность, МВт	Резерв, МВт	Нагрузка, МВт	Совмещенный максимум потребления, МВт	Экспорт (-), импорт (+), МВт
ЕЭС России	210 997	19 901	33 712	158 986	157 425	–1561
ОЭС Центра	50 054	4622	6903	39 286	38 000	
ОЭС Средней Волги	23 837	1445	5147	17 520	17 858	
ОЭС Урала	44 605	1986	4077	38 768	36 753	
ОЭС Северо-Запада	21 429	1690	4383	15 418	14 904	



Окончание табл. П2.2

Энерго- объединение	Располагаемая мощность, МВт	Ремонтная мощность, МВт	Резерв, МВт	Нагрузка, МВт	Совмещенный максимум потребления, МВт	Экспорт (-), импорт (+), МВт
ОЭС Юга	17 252	952	3006	13 449	13 869	
ОЭС Сибири	44 854	8954	6945	29 081	31 135	
ОЭС Востока	8965	252	3249	5464	4906	

Примечание. Показатели баланса мощности по ОЭС Востока без учета Николаевской ТЭЦ.

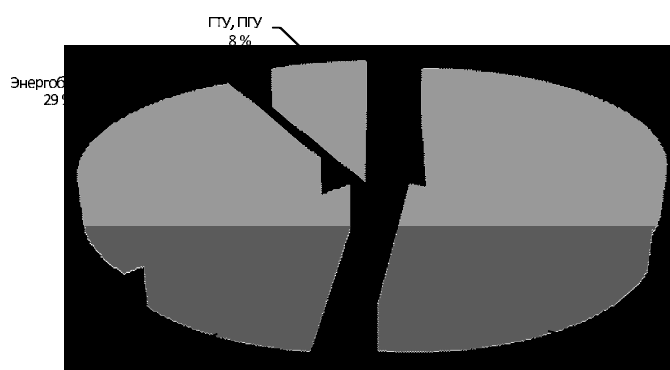


Рис. П2.4. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на начало 2013 года по видам генерирующего оборудования

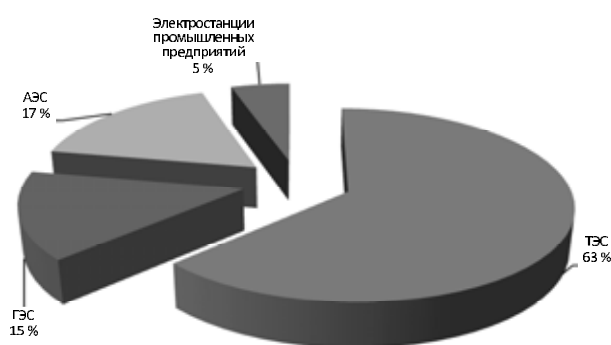


Рис. П2.5. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России



ТЭС

В России сегодня 440 ТЭС (общей мощностью 158,1 млн кВт).

Самой большой ТЭС на территории России является крупнейшая на Евразийском континенте Сургутская ГРЭС-2 (4800 МВт), работающая на природном газе (ГРЭС – аббревиатура, сохранившаяся с советских времен, означает «государственная районная электростанция»). Сургутская ГРЭС-2 – также одна из самых эффективных тепловых электростанций страны.

Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность у Рефтинской ГРЭС (3800 МВт). К крупнейшим российским ТЭС относятся также Сургутская ГРЭС-1 и Костромская ГРЭС мощностью свыше 3 тыс. МВт каждая.

ГЭС

В России 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 45 млн кВт (5-е место в мире).

Гидроэлектростанции России свыше 1000 МВт

Название ГЭС	Установ- ленная мощность, МВт	Годовая выработка электро- энергии, млн кВт · ч	Год полного ввода	География
Саяно-Шушенская ГЭС	6400	24 000	1985	р. Енисей, г. Саяногорск
Красноярская ГЭС	6000	20 400	1970	р. Енисей, г. Дивногорск
Братская ГЭС	4515	22 600	1963	р. Ангара, г. Братск
Усть-Илимская ГЭС	3840	21 700	1979	р. Ангара, г. Усть-Илимск
Богучанская ГЭС*	1332*	10 500*	–*	р. Ангара, г. Кодинск
Волжская ГЭС	2551	11 100	1961	р. Волга, г. Волжский
Жигулёвская ГЭС	2320	10 500	1957	р. Волга, г. Жигулевск
Бурейская ГЭС	2010	3300	2009	р. Бурей, пос. Талакан
Чебоксарская ГЭС	1404	2100	1986	р. Волга, г. Новочебоксарск
Саратовская ГЭС	1270	5352	1971	р. Волга, г. Балаково
Зейская ГЭС	1330	4910	1978	р. Зея, г. Зея
Нижнекамская ГЭС	1248	1800	1987	р. Кама, г. Набережные Челны
Воткинская ГЭС	1020	2600	1963	р. Кама, г. Чайковский
Чиркейская ГЭС	1000	2470	1976	р. Сулак, Дагестан

* Ожидаемый ввод мощности четырех агрегатов (2013 год).



АЭС

На сегодняшний день в нашей стране эксплуатируется 10 атомных электростанций (АЭС) – в общей сложности 32 энергоблока установленной мощностью 23,2 ГВт, которые вырабатывают около 16 % всего производимого электричества. В стадии строительства – еще 5 АЭС.

Действующие АЭС

Название	Установленная мощность, МВт
Балаковская АЭС	4000
Белоярская АЭС	600
Билибинская АЭС	48
Калининская АЭС	4000
Кольская АЭС	1760
Курская АЭС	4000
Ленинградская АЭС	4000
Нововоронежская АЭС	1880
Ростовская АЭС	2000
Смоленская АЭС	3000

Параметры ЛЭП

Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10 200 линий электропередачи класса напряжения 110 – 1150 кВ.

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Молдавии, Монголии, Украины и Эстонии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Киргизии и Узбекистана. Через устройство Выборгского преобразовательного комплекса совместно с ЕЭС России работает энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии НОРДЕЛ.

От электрических сетей России осуществляется также электроснабжение выделенных районов Норвегии и Китая.



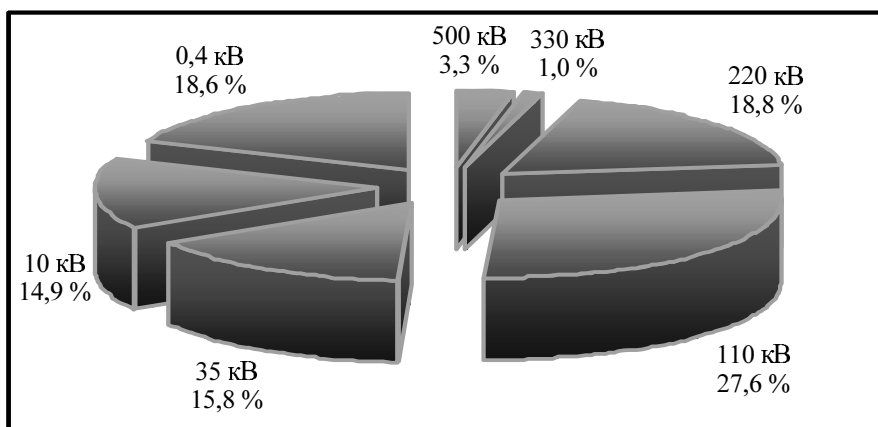
Электрическая сеть ЕЭС (ЕНЭС) состоит из линий электропередачи напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. В электрических сетях большинства энергосистем России используется шкала напряжений 110–220–500–1150 кВ. В ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра используется шкала напряжений 110–330–750 кВ. Наличие сетей напряжения 330 и 750 кВ в ОЭС Центра связано с тем, что сети указанных классов напряжения используются для выдачи мощности Калининской, Смоленской и Курской АЭС, расположенных на границе использования двух шкал напряжений. В ОЭС Северного Кавказа определенное распространение имеют сети напряжением 330 кВ.

Самой высоковольтной ЛЭП в мире является линия Экибастуз – Кокчетав, номинальное напряжение – 1150 кВ. Однако в настоящее время линия эксплуатируется под вдвое меньшим напряжением – 500 кВ.

Протяженность ЛЭП всех классов напряжений 2,61 млн км.

В европейской части ЕЭС России сформировалась развитая сеть напряжением 500–750 кВ, а в азиатской части одновременно с развитием сети 500 кВ промышленно осваивалось напряжение 1150 кВ. Высоковольтные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше составляют основную системообразующую сеть ЕЭС и эксплуатируются зональными предприятиями РАО «ЕЭС России» – межсистемными электрическими сетями. Их протяженность составляет 153,4 тыс. км. В целом по Российской Федерации протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2647,8 тыс. км.

Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г. по ступеням напряжения





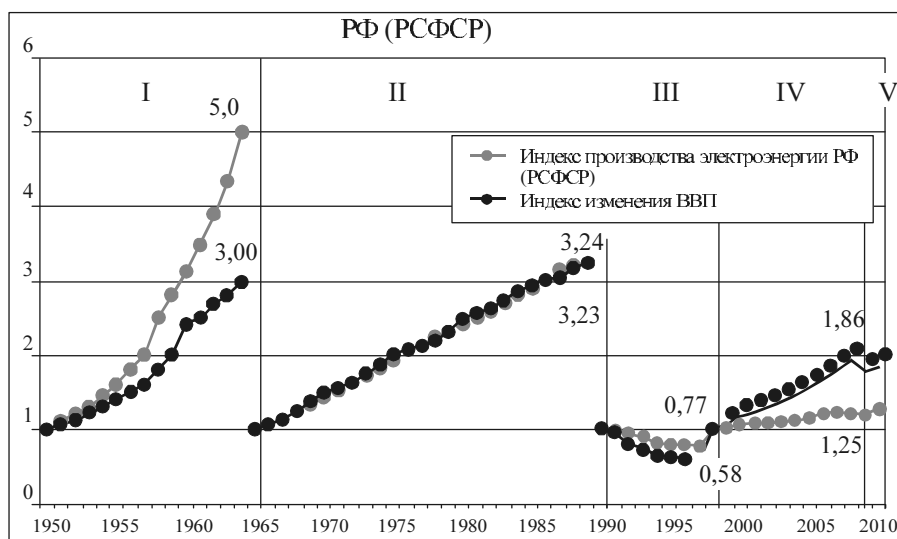
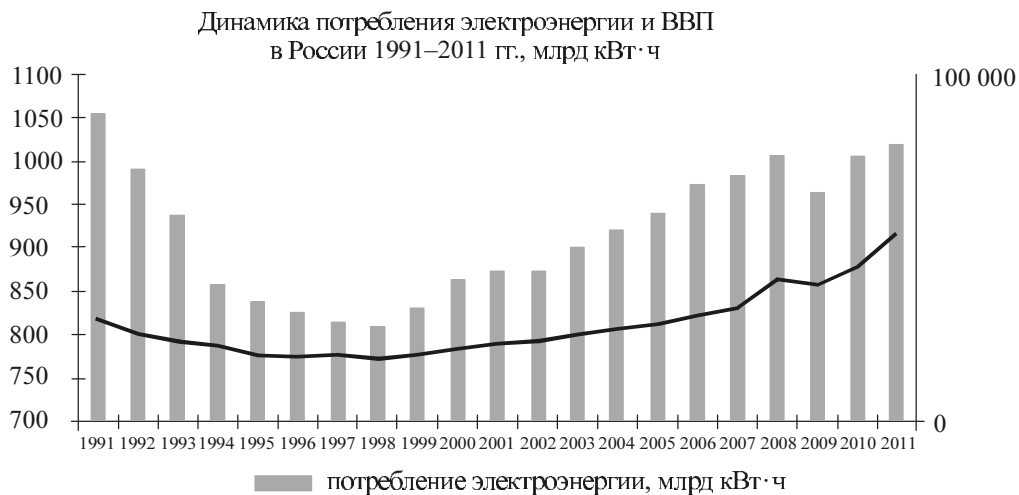
Положение энергетики России в мире

№	Выработка электроэнергии, 2009 г.	млрд кВт·ч
1	США	4150
2	Китай	3725
3	Япония	1115
4	РФ	972
5	Индия	870
6	Канада	634
7	Германия	597
8	Франция	542
9	Бразилия	467
10	Южная Корея	456
11	Великобритания	372
12	Италия	289
13	Испания	289
	ЕС	3182
	Страны бывшего СССР	1434
	Весь мир	20 094

Удельное потребление электроэнергии

Среднедушевое потребление энергии и производство ВВП в год

Страна	Потребление	В нефтяном эквиваленте	ВВП на душу в год, тыс. долл.
	13,5	9,5	15,1
США	11	7,7	18,3
Россия	8,5	6,0	8,1
Европа	4,4	3,1	7,6
Япония	5	3,5	13,6
Индия	0,5	0,35	0,6
Китай	0,8	0,56	1,1
Азия (остальная)	0,52	0,36	1,3
Африка	0,5	0,35	0,8
Австралия и Новая Зеландия	7,4	5,2	10,3
Латинская Америка	1,4	1,0	3,1
Весь мир	2,1	1,5	3,5



VI

Рис. П2.6. Индексы потребления (производство) электроэнергии и ВВП.
I) к 1950 г.; II) к 1965 г.; III) к 1990 г.; IV) к 1999 г.

Примечание. Все данные приложения 2 взяты из Интернета.

ГЛОССАРИЙ

А

Автоматизированные системы управления 31, 37, 343
Автоматическое управление 31
Адресные задачи расчета режимов 279, 278

Б

Баланс мощностей:
 активных 135, 136
 реактивных 150
Баланс электроэнергии 137, 147
Библиотека характеристик ТЭС 324
Бизнес-процесс 42

В

Внутристанционная оптимизация 257
Временные ряды 79
Выбор состава агрегатов
 в энергосистеме 313
 на станции 318, 320

Г

График нагрузки
 потребителей 53
 системы 59

И

Иерархия управления 28
 пространственная 29
 временная 30
 ситуативная 31
Интегральные ограничения по ресурсам 143
Интерактивный расчет 37, 351, 347
Информация
 вероятностная 235
 детерминированная 234
 неопределенная 235
Информационно-вычислительная система 343, 346

К

Конструирование прогноза 86
Комплексная оптимизация режимов 273, 276
Категории
 мощности 106
 потребителей 26
Качество электроэнергии 183, 186
Кибернетические принципы 41, 346
Критерии
 оптимизации 230

выгодности подключения (отключения) агрегатов 324
Компьютерная система 37, 343

М

Методы вариационного исчисления 221, 227
динамического программирования 296
неопределенных множителей Лагранжа 227
градиентный 223
Многокритериальность решения 231
Модель оптимизации математическая 218
Маневренность агрегатов 111
Методы прогнозирования:
вероятностные 75
нейронных сетей 81
экспертные 76
Модель адресного расчета мощности 348
Модели прогнозирования графиков нагрузки 84, 86, 88

Н

Неравномерность графиков нагрузки 53
годовая 63
недельная 82
сезонная 56
суточная 54

О

Оперативно-диспетчерское управление 35
Оптимальное распределение нагрузки в тепловой системе 215, 231, 246
в гидротепловой системе 251
между агрегатами станции 260
Относительный прирост 221

П

Параметры режима 57, 58
Планирование 71
Показатели
энергетических характеристик 115, 118
графиков нагрузки 60
Продолжительность пуска агрегата 108
Производственный процесс в энергетике 23, 43
Прогнозирование 69
Программно-целевой подход к управлению 203

Р

Разрыв непрерывности характеристики относительных приростов 115
Расход энергоресурса на пуск агрегата 112
Регулирование частоты 188
первичное 189
вторичное 190
Регулирование напряжения
в системе 194, 196
у потребителя 196

Регулирующие способности станций
110

Режим ГЭС 161

 краткосрочный 170, 171

 долгосрочный 172, 329, 339

Резервы мощности нагрузочный 151

 аварийный 152

 ремонтный 154

 народно-хозяйственный 155

Регрессионный анализ 76

С

Системы управления в энергетике 32

Системный подход 203

Т

Теория управления режимами ЭЭС 203

Требования к энергоснабжению 25, 27

Технологический процесс 22, 118

Ф

Функции станций в системе 140

Х

Характеристики агрегатов 115

 паспортные 126

 натурные 126

 получаемые в АСУ 127

 статистические 130

Э

Эквивалентные характеристики стан-
ций 131, 232, 293

Эксплуатационные свойства станций
108

Электроприемники 48

Энергосистема 17

Эффективность управления 229

Электрические станции 101

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**Русина Анастасия Георгиевна
Филиппова Тамара Арсентьевна**

**РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Учебное пособие

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Художественный редактор *А.В. Ладыжская*
Корректор *И.Е. Семенова*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Подписано в печать 09.09.2016
Формат 70 × 100 1/16. Бумага офсетная
Уч.-изд. л. 32,25. Печ. л. 25,0
Тираж 3000 экз. (2-й з-д – 201–400 экз.)
Изд. № 131/15. Заказ № 979

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