

Министерство образования и науки Российской Федерации
Донской государственный технический университет

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ
по дисциплине
«Управление установившимися режимами в ЭЭС»

Составитель В.К. Хлебников

Ростов-на-Дону
ДГТУ
2023

СОДЕРЖАНИЕ

1. РАЗВИТИЕ ЭЭС И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
 - 1.1. Краткий обзор развития ЭЭС
 - 1.2. Задачи управления развитием ЭЭС
 - 1.3. Организация проектирования развития ЭЭС
 - 1.4. Автоматизация проектирования ЭЭС
2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И НАГРУЗОК ЭЭС
 - 2.1. Общая характеристика методов прогнозирования
 - 2.2. Характеристики методов прогноза нагрузок
 - 2.3. Нормативные методы расчёта электропотребления
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ВВОДЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ
 - 3.1. Балансы мощности ЭЭС и электроэнергии
 - 3.2. Резервы мощности в концентрированной ЭЭС
 - 3.3. Резервы мощности в объединённых энергосистемах
4. УЧЁТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЭС
 - 4.1. Типы электростанций и их эксплуатационные характеристики
 - 4.2. Расчёт суточных режимов ЭЭС при проектировании
 - 4.3. Годовые режимы работы электростанций
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЭС
 - 5.1. Критерии оптимальности развития ЭЭС
 - 5.2. Формирование и сопоставление вариантов развития ЭЭС
 - 5.3. Учёт надёжности
 - 5.4. Учёт качества электроэнергии и охрана окружающей среды
6. ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ
 - 6.1. Общие понятия о кибернетическом моделировании
 - 6.2. Иерархия подсистем и задач развития энергетического хозяйства
 - 6.3. Информация и её прогнозирование при оптимизации развития энергосистем
7. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ
 - 7.1. Линейная модель оптимизации структуры генерирующих мощностей
 - 7.2. Линейное программирование в задачах развития энергосистем
 - 7.3. Оптимизация генерирующих мощностей в условиях частичной неопределённости исходной информации
8. МОДЕЛИ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ
 - 8.1. Оптимизация развития питающих сетей энергосистем методом динамического программирования
 - 8.2. Оптимизация конфигурации электрической сети

8.3. Оптимизация развития питающих сетей при вероятностной исходной информации

8.4. . Расчёты режимов при оптимизации электрической сети

1. РАЗВИТИЕ ЭЭС И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. Краткий обзор развития ЭЭС

Электроэнергетика - базовая отрасль экономики России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии, во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны. Эффективное использование потенциала электроэнергетической отрасли, установление приоритетов и параметров её развития создают необходимые предпосылки для роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Процесс опережающего развития электроэнергетической отрасли является необходимым фактором успешного экономического развития России.

Основными направлениями долгосрочной политики государства в электроэнергетике являются:

- а) надёжное снабжение экономики и населения страны электрической и тепловой энергией;
- б) сохранение целостности и развитие Единой энергетической системы (ЕЭС) России, её интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;
- в) повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе современных технологий;
- г) снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Для реализации этих направлений разработана «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.». Приоритетами Генеральной схемы в рамках установленных ориентиров долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики в частности являются:

- а) Опережающее развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов для надёжного обеспечения потребителей страны электрической и тепловой энергией (табл. 1.1).

Таблица 1.1. Рациональная структура генерирующих мощностей

| Показатель | 2010 г. | 2015 г. | 2020 г. |
|---|---------|-------------|-------------|
| Установленная мощность, млн. кВт, всего | 243,8 | 297,5/326,2 | 347,4/397,7 |
| В том числе: | | | |
| гидроэлектростанции | 49,2 | 57,1/57,9 | 71,7/76,5 |
| атомные электростанции | 26,9 | 38,1/38,1 | 53,2/59 |
| тепловые электростанции, всего | 167,7 | 202,3/230,2 | 222,5/262,2 |
| Из них: | | | |
| теплоэлектроцентрали, всего: | 93,2 | 107,8/107,8 | 113,7/113,7 |
| паротурбинные на газомазутном топливе | 43 | 40,9/40,9 | 36,5/36,5 |
| парогазовые и газотурбинные | 15,3 | 27,9/27,9 | 36/36 |
| паротурбинные на твёрдом топливе | 34,9 | 39/39 | 41,2/41,2 |
| конденсационные электростанции, всего: | 74,5 | 94,5/122,4 | 108,8/148,5 |
| паротурбинные на газомазутном топливе | 37,3 | 14,3/14,3 | 6,8/6,8 |
| парогазовые и газотурбинные | 9,9 | 30,2/32,5 | 38,5/40,1 |
| паротурбинные на твёрдом топливе | 27,3 | 50/75,6 | 63,5/101,6 |

Примечание: числитель - базовый вариант, знаменатель - максимальный.

б) Создание сетевой инфраструктуры, развивающейся опережающими темпами по сравнению с развитием электростанций и обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний и потребителей в функционировании рынка электрической энергии и мощности, усиление межсистемных связей, гарантирующих надёжность взаимных поставок электрической энергии и мощности между регионами России, а также возможность экспорта электрической энергии.

Структура генерирующих мощностей определяется исходя из балансов мощности и электроэнергии на перспективу. Расходная часть балансов в основном представлена суммарной нагрузкой и электропотреблением (рис. 1.1). Развитие генерирующих мощностей (состав электростанций, их размещение по территории страны, темпы строительства) в значительной степени определяют конфигурацию и параметры системообразующей сети.

Высоковольтная сеть в европейской части ЕЭС России в основном сформирована на основе линий электропередачи напряжением 330...750 кВ, в остальной части ЕЭС России одновременно с развитием сетей напряжением 500 кВ промышленно осваивались сети 1150 кВ. Протяжённость электрических сетей 110...1150 кВ всех объединённых энергетических систем по состоянию на 2007 г. составила (в одноцепном исчислении) более 442,2 тыс. км. Суммарная

установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понижающих подстанциях составила около 696,9 млн. кВт. А. Износ основных фондов электросетевого хозяйства в настоящее время составляет в среднем 40,5%, в том числе оборудования подстанций 63,4%.

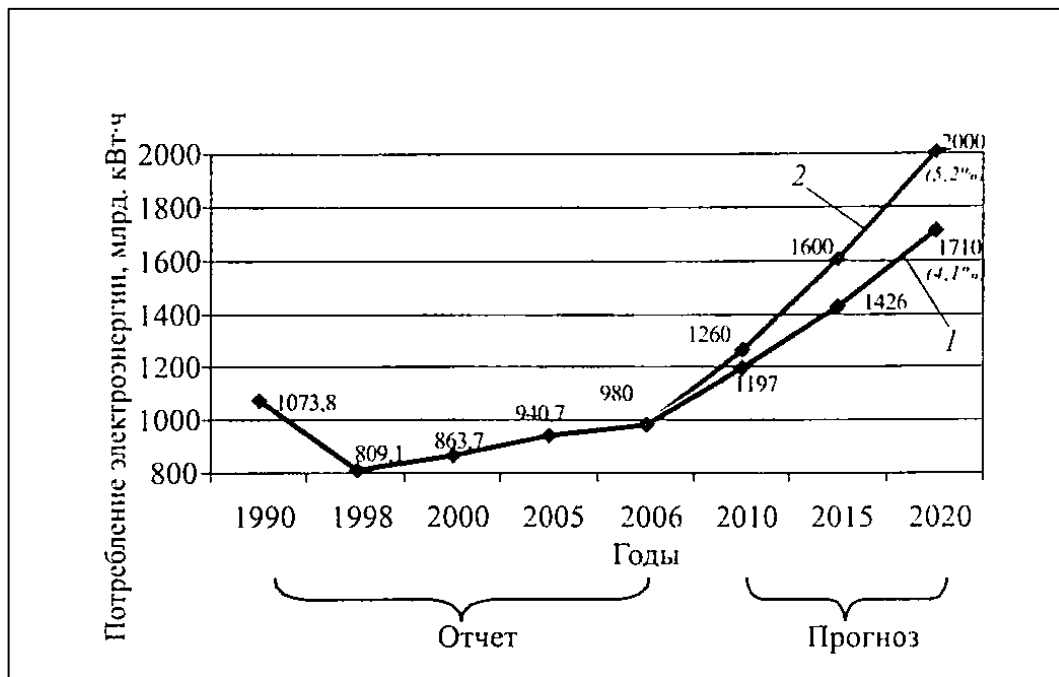


Рис.1.1. Прогноз электропотребления по России:
1 – базовый вариант; 2 – максимальный вариант

Развитие электрических сетей в период до 2020 г. (рис. 1.2) будет направлено на обеспечение надёжного и устойчивого функционирования ЕЭС России, конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности, а также на обеспечение надёжного электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций.

В основу перспективного развития электрической сети ЕЭС России закладываются следующие основные принципы:

- а) схема системообразующей электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие и обеспечивать возможность приспособливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;

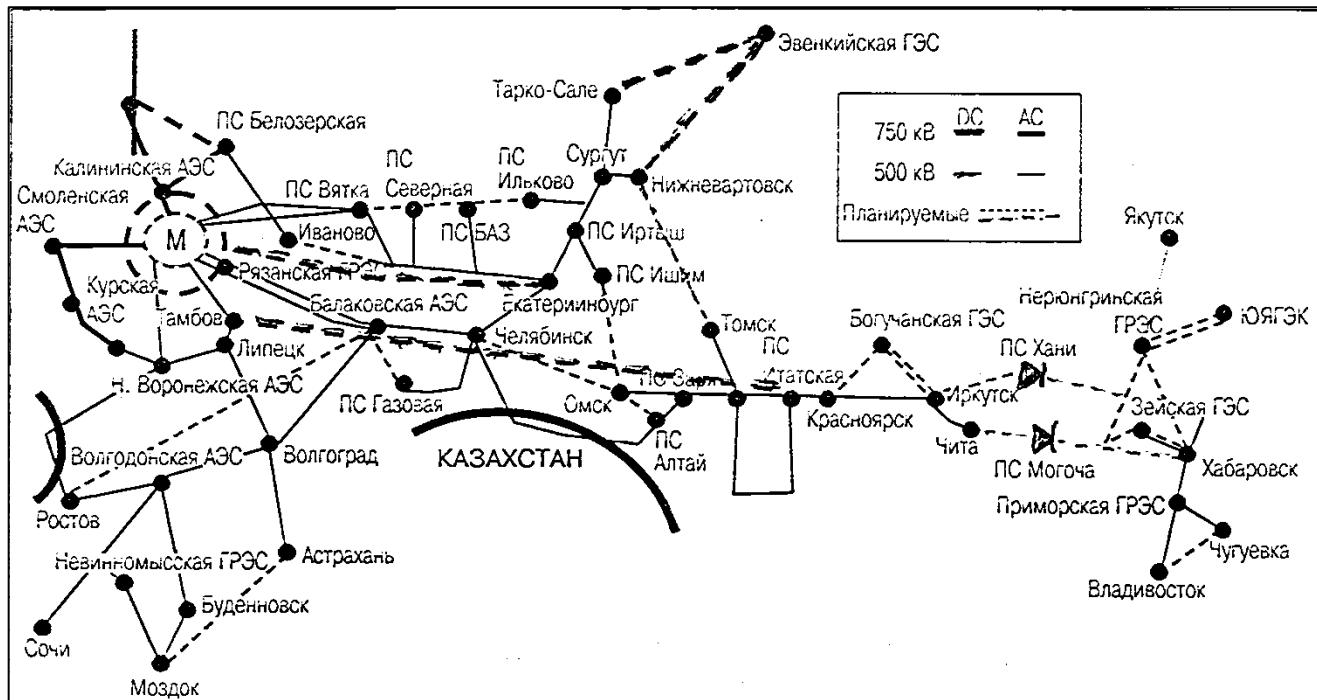


Рис. 1.2. Перспективная схема развития системообразующей сети:
DC – ЛЭП постоянного тока; AC – ЛЭП переменного тока

- б) схемы выдачи мощности крупных электростанций в нормальных режимах работы энергосистемы должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции без применения устройств противоаварийной автоматики как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящих линий на всех этапах сооружения электростанции (принцип $N-1$). Для атомных электростанций указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип $N-2$);
- в) схема системообразующей электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды;
- г) управляемость системообразующей электрической сети должна обеспечиваться за счёт использования средств принудительного потокораспределения, статических компенсаторов, устройств продольной компенсации, управляемых шунтирующих реакторов, вставок постоянного тока, электромеханических преобразователей, фазоповоротных устройств и других средств;

д) схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надёжность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электрической энергии при полной схеме сети и при отключении одной линии электропередачи или трансформатора (принцип $N-1$ для потребителей).

Для использования в европейской части страны электрической энергии и мощности тепловых и гидравлических электростанций Сибири планируется сооружение ЛЭП постоянного тока напряжением ± 500 кВ и ± 750 кВ пропускной способностью 2000...3000 МВт протяжённостью от 600 до 3700 км.

Для совместной работы ОЭС Сибири и Дальнего Востока планируется установка на подстанциях напряжением 220 кВ вставок постоянного тока мощностью по 500 МВ·А каждая.

В европейской части ЕЭС России продолжится развитие сетей напряжением 750 кВ. в ОЭС Северо-Запада и Центра. ЛЭП напряжением 500 кВ будут использованы в ОЭС Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также для развития межсистемных связей.

Сеть напряжением 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, Северо-Запада и Юга.

Основные тенденции в развитии сетей напряжением 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также в Архангельской энергосистеме и энергосистеме Республики Коми сети напряжением 220 кВ будут являться системообразующими.

Основным направлением развития сети напряжением 110кВ будет дальнейшее её расширение по территории России с целью повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Прогноз потребности в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов представлен в табл. 1.2. Всего за 2006...2020 гг. общая потреб-

ность в капиталовложениях на развитие электростанций при базовом варианте составит 11616,3 млрд. руб. (в ценах соответствующих лет). Потребность в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов с 2006 по 2020 г. при базовом варианте оценивается в 9078,8 млрд. руб. (в ценах соответствующих лет).

Таблица 1.2. Потребность в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов (в миллиардах рублей)

| Показатель | 2011 -2015 гг. | 2016-2020 гг. |
|--|----------------|---------------|
| Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, всего | 1630,3 | 2524,7 |
| в том числе: | | |
| новое строительство сетей | 1162 | 1888,6 |
| реновации сетей | 365,7 | 466,4 |
| прочие затраты | 102,5 | 169,8 |
| Распределительные электрические сети, всего | 1489,7 | 2011,9 |
| в том числе: | | |
| новое строительство сетей | 789,4 | 1055,5 |
| реновации сетей | 608,1 | 830,1 |
| прочие затраты | 92,2 | 126,4 |
| Итого | 3120 | 4536,6 |

1.2. Задачи управления развитием ЭЭС

Понятие управления развитием ЭЭС включает в себя три вида действий, качественно отличающихся друг от друга: 1) нахождение оптимального плана развития системы на тот или иной период времени; 2) определение комплекса мероприятий, необходимых для осуществления этого плана; 3) организация и управление в процессе непосредственного осуществления плана.

1-й и 2-й виды действий осуществляются при проектировании, а последний в процессе строительства и эксплуатации.

При определении оптимального плана развития ЭЭС рассматривают перспективу от 2 до 15...20 лет.

В связи с тем, что на отдалённую перспективу значительная часть информации имеет неопределённый характер, процесс управления развитием разбивается на ряд последовательно принимаемых решений, обоснование которых выполняют с минимумом заблаговременности относительно сроков реализации этих решений.

Проектирование объектов и ЭЭС в целом осуществляется проектными институтами.

Задачи проектирования ЭЭС имеют следующие особенности:

1) проектирование развития ЭЭС должно осуществляться исходя не только из обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в годовом, сезонном или суточном разрезах (как это делается в других отраслях), но и в каждый момент времени. Необходимо учитывать регулировочные возможности электростанций, пропускную способность электрических сетей, надёжность электроснабжения потребителей;

2) проектирование отдельных объектов (электростанций, ЛЭП, п/ст), входящих в ЭЭС, должно выполняться с учётом будущих условий работы в составе ЭЭС. Система в значительной степени определяет следующие характеристики объектов:

- а) для электростанций – размещение, мощность, тип основного оборудования, напряжение распределительных устройств, количество линейных ячеек РУ;
- б) для подстанций – размещение, мощность и напряжение трансформаторов, количество линейных ячеек, мощность компенсирующих устройств;
- в) для ЛЭП – направление, напряжение, число цепей, сечение проводов.

В связи с этим необходим детальный анализ вариантов развития ЭЭС в целом и её частей. Необходимо рассчитать режимы электростанций в графике нагрузки, режимы электрических сетей, устойчивость, надёжность. Эти вопросы решаются при проектировании развития ЭЭС.

Задачей проектирования ЭЭС является разработка и технико-экономическое обоснование решений, определяющих развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления. При этом должно быть обеспечено надёжная работа системы и бесперебойное снабжение потребителей энергией в требуемых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами по ЭЭС в целом. Рекомендации проектов развития энергосистем являются исходным материалом для последующего проектирования конкретных энергетических объектов.

Задачей проектирования электрических объектов является разработка оптимальных способов выполнения объектов и составление проектно-сметной документации для их строительства. Техничко-экономическое обоснование сооружения каждого объекта и выбор его "системных" параметров осуществляется при проектировании ЭЭС.

Основной задачей планирования развития ЭЭС является балансовая увязка внешних связей (капитальных вложений, топлива и т.п.) по каждому из полученных при проектировании вариантов ЭЭС. Осуществляется окончательный выбор оптимального варианта с учётом ограничений по внешним связям, обеспечивается реализация принятых решений, финансирование, материально-техническое снабжение.

Обмен информацией при проектировании осуществляется и с внешними по отношению к ЭЭС системами (рис. 1.3)



Рис.1.3. Информационные связи при проектировании

1.3. Организация проектирования развития ЭЭС

Общая задача проектирования развития ЭЭС большой сложности должна быть разделена на ряд подзадач. При этом объем каждой подзадачи становится существенно меньше. Это позволяет сделать общую задачу практически разрешаемой. Решения частных подзадач должны быть взаимоувязаны. В процессе такой увязки возможны повторения решения частных подзадач, т.е. процесс проектирования имеет итеративный характер.

Задачи проектирования образуют иерархическую структуру, соответствующую структуре энергосистем. Задачи делят по отраслевому и территориальному признаку. Дополнительно выделяют два уровня иерархии задач: технологический и стадийно-временной.

По технологическому признаку задачи делятся на три уровня: 1) поиск оптимальной структуры генерирующих мощностей (соотношение между мощ-

ностями и типами электростанций по районам страны); 2) обоснование оптимального варианта развития электростанций и основных электрических сетей; 3) оптимизация схемы и параметров распределительных сетей.

По территориальному признаку задачи проектирования ЭЭС делятся на 3 уровня: ЕЭС, ОЭС и отдельных узлов.



Рис. 1.4. Территориальная иерархия ЭЭС

По отраслевому признаку задачу проектирования ЭЭС включают как подзадачу при проектировании топливно-энергетического комплекса страны или рассматривают как самостоятельную при заданных внешних связях с другими отраслями энергетики и народного хозяйства (рис. 1.5).

По стадийно-временному признаку выделяют два уровня. На первом уровне рассматривают обобщённые решения, определяющие основные направления развития электростанций и сетей в целом. На втором, низшем, уровне обосновывают развитие отдельных объектов (или их совокупности). Решение задач высшего уровня стадийно-временной иерархии содержится в технико-экономических докладах (ТЭД) по развитию электроэнергетики, решения второго уровня - в схемах развития ЭЭС. В пределах каждого из этих уровней задачи подразделяют ещё и по временному признаку, исходя из длительности перспективного периода.

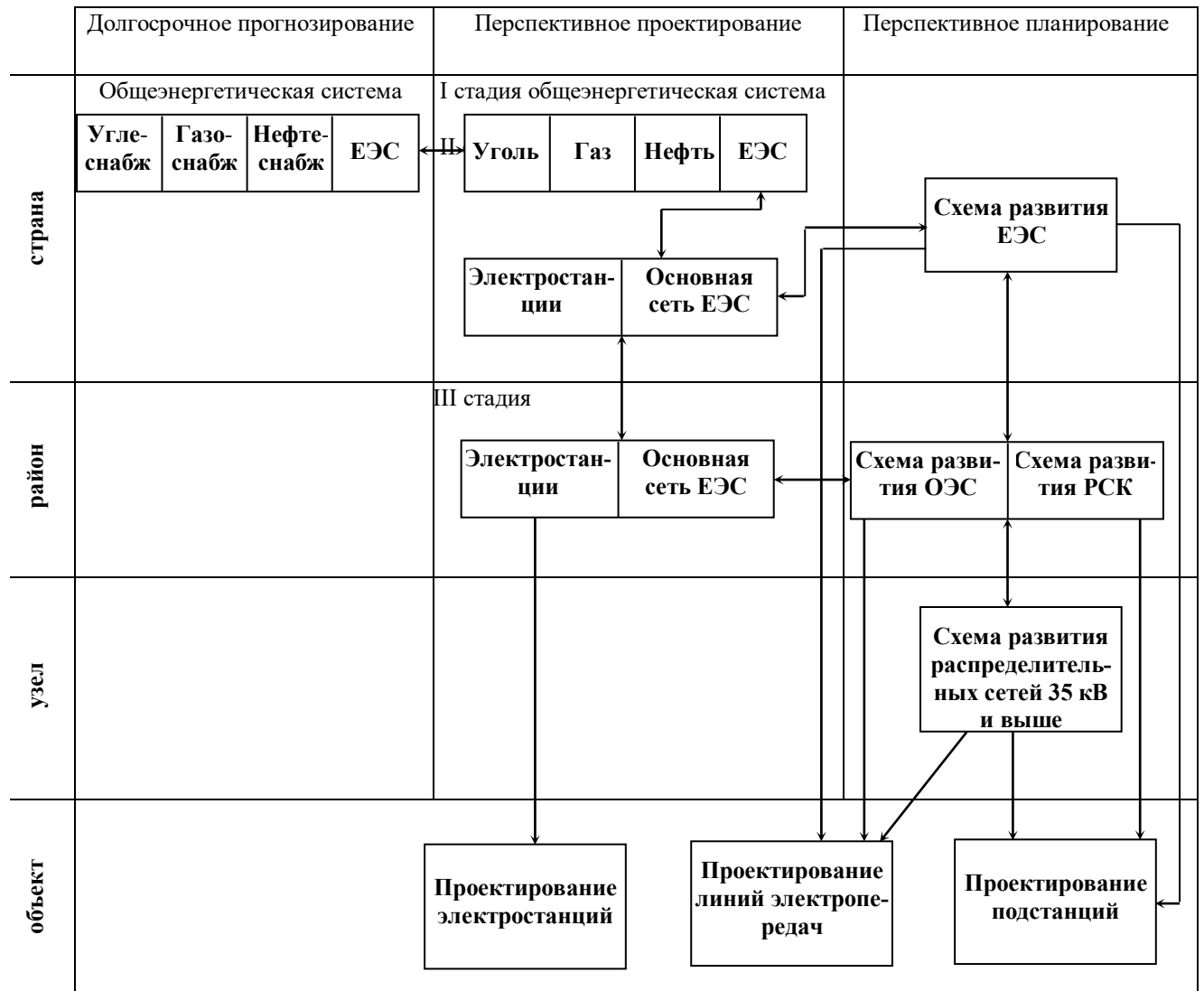


Рис. 1.5. Иерархическая структура задач развития электроэнергетики

Решение всех задач проектирования ЭЭС в иерархической последовательности (табл. 1.3) требует их взаимного согласования. Для этого нижестоящие системы при решении более крупной задачи рассматривают в обобщённом (агрегированном) виде. При переходе от высших уровней иерархии к низшим полученные характеристики агрегированных подсистем являются исходными данными при проектировании этих подсистем.

Таблица 1.3. Иерархия задач проектирования ЭЭС

| № п/п | Задача | Уровень иерархии | | | | |
|----------|--|---|------------|----------------------|-----------|---------------------|
| | | технологический | отраслевой | территори- альный | стадийный | времен- ной, лет |
| 1 | Нахождение оптимальной структуры генерирующих мощностей по видам энергоресурсов и предварительно по типам ЭС | Оптимизация структуры генерирующей мощности | ТЭК | ЕЭС | ТЭД схема | 15 - 20 10 - 15 |
| 2 | Уточнение структуры генерируемой мощности по типам ЭС и параметрам основного оборудования (требования к новому оборудованию) | Оптимизация структуры генерирующей мощности | ЭЭС | ЕЭС | ТЭД схема | 10 - 20 10 - 15 |
| 3 | Обоснование параметров размещения и развития ЭС | Оптимизация развития ЭС | ЭЭС | ЕЭС, ОЭС | ТЭД | 15 - 20 |
| 4 | Обоснование решений по выбору типа, пунктов размещения, мощности и сроком проектирования ЭС | Оптимизация развития ЭС | ЭЭС | ОЭС | ТЭД схема | 15 - 20 10 - 15 |
| 5 | Обоснование решений по срокам строительства и вводу агрегатов ЭС | - | ЭЭС | ОЭС | схема | 5 - 10 |
| 6 | Обоснование принципов построения и развития электрических сетей (включая требования к новому оборудованию) | Оптимизация развития электрических сетей | ЭЭС | ЕЭС, ОЭС | ТЭД схема | 15 - 20 10 - 15 |
| 7 | Выбор схем развития электрических сетей | Оптимизация развития электрических сетей | - | ЕЭС, ОЭС | схема | 5 - 10 |
| 8 | Обоснование решений по составу, параметрам, срокам сооружения ЛЭП и п/ст | - | - | ЕЭС, ОЭС, РСК | схема | 5 - 10 |

Например, при оптимизации структуры генерирующих мощностей ЕЭС, каждая из ОЭС рассматривается в виде одного – двух узлов, содержащих нагрузки и эквивалентные электростанции ОЭС. Результаты расчёта оптимальной структуры ЕЭС (суммарная мощность электростанций по узлам) используют в качестве предела мощности электростанций при оптимизации каждой ОЭС. ОЭС представляется в виде нескольких десятков узлов. Рассматривают несколько вариантов размещения электростанций в ОЭС. Если полученное решение по ОЭС достаточно близко к первоначальным эквивалентным показателям, то решение согласовано. Иначе необходимо повторить расчёты на обоих иерархических уровнях.

Проектирование энергосистем включает выполнение следующих видов проектных работ:

а) разработку один раз в два года схемы развития ЕЭС и ОЭС России на пятнадцатилетний период, выполнение работ по схеме развития единой национальной электрической сети ЕЭС России на десятилетнюю перспективу;

б) периодическое уточнение работ, указанных в п. а (технический и экономический мониторинг);

в) разработку схем развития региональных энергосистем на перспективу 5...10 лет;

г) разработку энергетических и электросетевых разделов в работах по проектированию отдельных объектов;

д) разработку схем развития электрических сетей в отдельных энергорайонах и сельской местности, крупных городах, схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий, перекачивающих станций нефте-, газо- и продуктопроводов, каналов, мелиоративных систем, электрифицируемых участков железных дорог, а также энергетических разделов схем районных планировок и генпланов городов.

При разработке требований к объёму и содержанию всех видов работ по проектированию энергосистем рекомендуется дифференцировать требо-

вания к составу представляемых материалов, относящихся к отдельным этапам рассматриваемой перспективы, избегая излишней детализации рекомендаций по вопросам, которые выходят за пределы проектного уровня и будут рассматриваться в последующих работах на основании уточнённых данных.

Основой для проектирования развития энергосистем, как правило, являются:

- отчётные показатели работы энергосистем и отдельных предприятий;
- данные о строящихся электростанциях и электрических сетях;
- проекты намечаемых к сооружению электростанций и электрических сетей;
- материалы, характеризующие перспективы развития электроэнергетики страны и региона (например, энергетическая стратегия России на долгосрочный период);
- региональные энергетические программы;
- проектные и научно-исследовательские работы по вопросам развития электроэнергетики.

Технология проектирования ЭЭС может быть представлена последовательностью следующих этапов.

1. Формирование (синтез) возможных вариантов развития ЭЭС, обеспечивающих потребителей необходимым количеством энергии при нормативном качестве. Этот этап является наиболее ответственным этапом проектирования. Здесь используют обобщённые рекомендации, основанные на анализе опыта проектирования и специальных исследований. Основные рекомендации по выбору структуры генерирующих мощностей, размещению электростанций, построению схем электрических сетей содержатся в указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем.

Для формирования вариантов и их последующего анализа используют оптимизационные математические модели, автоматизирующие труд проектировщика.

2. Технический анализ вариантов развития ЭЭС. На этом этапе проверяют соответствие технических характеристик возможным условиям работы в энергосистеме. Для этого выполняют расчёты режимов на рассматриваемую перспективу, анализируют пропускную способность сетей и требуемую надёжность электроснабжения потребителей. На основании этих расчётов определяют показатели необходимые для экономического сопоставления вариантов (потери электроэнергии, потребность в энергоресурсах, математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и др.).

Методы технического анализа различны на стадии обоснования вариантов на далёкую перспективу и на стадии рассмотрения отобранных вариантов развития. В первом случае необходимо получить обоснование экономических показателей вариантов. Поэтому можно использовать упрощённые методы расчёта режимов, надёжности и т.д.

Во 2-ом случае необходимо определить и обосновать технические мероприятия по обеспечению требуемого качества и надёжности электроснабжения. Здесь необходима детальная проверка технической допустимости вариантов.

3. Экономическая оценка и сопоставление вариантов развития ЭЭС выполняется путём расчёта капиталовложений, издержек производства, дисконтированных затрат. При этом должны быть учтены условия энергетической и экономической сопоставимости.

4. На последнем этапе подготавливают сводные показатели, необходимые для планирования развития электроэнергетики и организации проектирования отдельных объектов системы. Среди этих показателей: состав вводимых электростанций, ЛЭП и п/ст, объем капиталовложений, топлива, потребность в оборудовании.

1.4. Автоматизация проектирования ЭЭС

Усложнение структуры генерирующих мощностей, схем электрических сетей затруднили поиск лучших вариантов развития и анализ условий работы ЭЭС. Решить эти задачи практически невозможно без применения математических моделей и ЭВМ (рис. 1.6).

Математическая модель – это приближенное отображение с помощью уравнений, переменных и ограничений свойств функционирования и развития моделируемой системы. Накоплен достаточно большой опыт применения математических моделей и ЭВМ для проектирования ЭЭС.

Наибольший эффект может быть получен при создании единого вычислительного комплекса оптимизации развития ЭЭС, входящего как составная часть системы автоматизированного проектирования (САПР). В состав этого комплекса должны входить специализированные математические модели и сервисные программы подготовки, ввода, вывода используемой информации.

САПР энергосистем (САПР ЭС) должна обеспечить выполнение следующих работ:

- схем развития ЕЭС, ОЭС;
- плана развития отрасли;
- энергетических и электросетевых разделов проектов крупных энергообъектов;
- схем внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства, районов, узлов;
- предложений по годовым и пятилетним планам проектирования и строительства электростанций и сетей;
- формирование сводных и справочных данных по развитию ЭЭС и сетей.

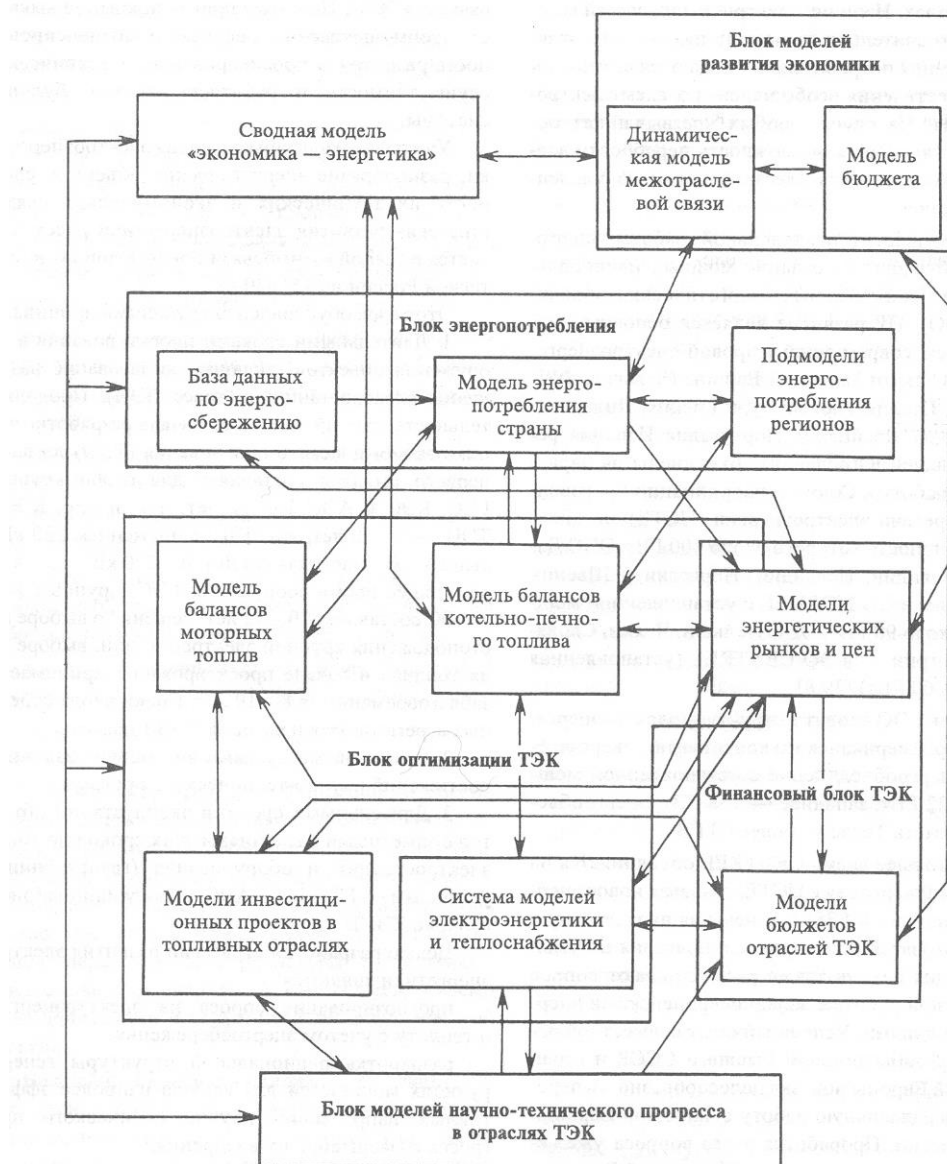


Рис. 1.6. Структура математических моделей в энергетике

Первая очередь САПР ЭС создана в виде 2-х подсистем:

1) подсистема энергетических задач (САПР ЭС), обеспечивающей автоматизацию расчётов для технико-экономического анализа вариантов развития электростанций, подготовки сводных и справочных данных о развитии электростанций и сетей.

Основные задачи:

- прогнозирование уровней и режимов электропотребления ;
- составление балансов мощности и энергии;
- расчёты режимов электростанций в характерных сутках;

- расчёты потребности в топливе;
- определение балансов активной и реактивной мощностей в узлах сети.

2) подсистема электрических задач (САПР ЭТ), обеспечивающая автоматизацию расчёта электрических режимов, выполняемых при обосновании решений по развитию электросетей и средств управления режимами ЭЭС.

Основные задачи:

- формирование схем замещения и их эквивалентирование;
- расчёты установившихся режимов;
- оптимизация режимов;
- расчёты ТКЗ;
- расчёты перенапряжений.

Основу информационного обеспечения САПР ЭС составляют 2 банка данных:

- по электростанциям;
- по электросетям.

Банк включает в себя словари и технологическую информацию.

Словари – наименование объекта, принадлежность, шифры. При кодировании объектов используется отраслевой классификатор.

Технологическая информация: основные показатели всех электростанций с выделением каждого агрегата мощностью 6 МВт и более.

Банк электростанций содержит информацию за отчётные 10 лет и на перспективу 15 лет.

Банк по электросетям включает словари и справочники узлов сети, основного оборудования подстанций. Технологическая информация содержит основные данные по ЛЭП 220 кВ и выше, трансформаторам, КУ, выключателям, а также основные режимные параметры узлов и ветвей сети. Хранится отчётная информация и перспективная.

Программное обеспечение включает СУРЗ, СУБД, системно-технологические программы, ввод-вывод, графику.

СУРЗ управляет последовательностью режимных задач, памятью, терминалами.

Системно-технологические программы обеспечивают выборку и агрегирование исходной информации для работы технологических программ.

2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И НАГРУЗОК ЭЭС

2.1. Общая характеристика методов прогнозирования

Проектирование развития ЭЭС начинается с прогнозирования нагрузки. Для эффективного проектирования важно предсказать не только будущую мощность нагрузки, но и выработку электроэнергии. Прогноз нагрузки используется при определении мощности вновь вводимых агрегатов, планировании развития системообразующих и распределительных сетей, определении общей потребности в энергоресурсах.

Точность прогноза существенна для любой энергосистемы, так как этой точностью во многом определяются сроки ввода нового оборудования. Заниженный прогноз ведёт к ограничению потребителей и ущербу в смежных отраслях хозяйства. Завышенный прогноз также ведёт к ущербу за счёт омертвления капиталовложений в не полностью используемом оборудовании. Качество прогноза зависит от квалификации и опыта специалистов, составляющих прогноз, поскольку нельзя полагаться только на математические методы прогнозирования.

При подготовке прогноза возникают следующие вопросы:

1. Как следует прогнозировать максимум нагрузки?
 - На основе прогноза энергии и использовании $T_{нб}$;
 - Самостоятельно по отчётным данным;
2. Как составить прогноз суммарной нагрузки?

- По совокупности прогнозов её составляющих;
 - Непосредственно базировать прогноз на ретроспективных данных о суммарной нагрузке;
3. Какие погодные условия учитывать?
- Средние;
 - Экстремальные.
4. какие методы нужно использовать при прогнозировании?
- Простые;
 - Более строгие математические.

Ответы на эти вопросы составляют стратегию прогнозирования. Стратегию определяется предполагаемым использованием результата прогноза. Для планирования развития генерирующей мощности небольшая разница в темпах роста нагрузки в отдельных районах несущественна. Но эти же данные могут оказать существенное влияние на выбор местоположения отдельной электростанции.

Прогноз мощности можно осуществлять двумя путями. Можно прогнозировать потребление электроэнергии (что считается менее трудоёмким) и получить по этим данным, взяв $T_{нб}$, прогноз максимальной нагрузки. К сожалению, оценка ожидаемого значения $T_{нб}$ трудна сама по себе из-за отсутствия чётких закономерностей её изменения. Вторая возможность – прямой прогноз максимума нагрузки, хотя закономерности роста максимумов тоже трудно выявить. Преимущества первого подхода в том, что тенденции роста потребления электроэнергии более или менее стабильны, тесно связаны с демографическими и экономическими факторами. Потребление можно считать по типам нагрузок, по районам и т.д. Преимущества второго подхода – в прямой связи прогнозируемой величины с таким показателем климатических условий как температура. Оба подхода применяются в энергосистемах с равным успехом (средняя ошибка около 5 %).

Следующий вопрос состоит в том, как составлять прогноз суммарной нагрузки – из прогнозов её составляющих или по ретроспективным данным о суммарной нагрузке. Прогнозы составляющих обычно относятся к отдельным группам потребителей, отдельным районам и т.д. Преимущества прогнозирования по составляющим заключаются в возможности оценки тенденций изменения (в том числе и необычных) потребления каждой группы нагрузок, что уменьшает вероятность ошибки прогноза суммарной нагрузки. Преимущества прогнозирования суммарной нагрузки состоят в относительной простоте прогноза, так как в ней сильнее прослеживаются тенденции роста потребления, а кривая роста достаточно гладкая. Оба подхода применяются с равным успехом в различных ЭЭС.

В конкретных условиях какой-либо отдельный метод может оказаться предпочтительнее. Перед выбором конкретного метода важно понять физику процесса изменения нагрузки. Если ретроспективные данные и здравый смысл подсказывают возможность экстраполяции, то её и надо применять. Из-за различия ЭЭС нельзя дать конкретных рекомендаций по выбору метода прогнозирования. Выбор наилучшего метода может быть сделан только на основе тщательного анализа различных методов.

Методы прогнозирования можно разделить на 3 большие группы: экстраполяционные, корреляционные и смешанные. Кроме того, их можно разделить на детерминированные, вероятностные (стохастические).

Экстраполяция. Экстраполяционные методы связаны с подбором аппроксимирующих зависимостей для ретроспективных данных, отражающих тенденцию изменения нагрузки (электропотребления). Имея эту зависимость можно экстраполировать её на желаемый интервал времени в будущем. Такой метод будем называть детерминированной экстраполяцией, поскольку не учитываются случайные ошибки в исходных данных и погрешности модели. Для аппроксимации тренда мощности и электропотребления используют следующие функции (модели):

Прямая $y = a + bx$;

Парабола $y = a + bx + cx^2$

S-образная $y = a + bx + cx^2 + dx^3$;

Экспонента $y = ce^{dx}$.

Наиболее часто аппроксимация, т.е. подбор коэффициентов a, b, c, d кривой заданного вида, производится методом наименьших квадратов.

Корреляция. Корреляционные методы прогноза связывают нагрузку и электропотребление с различными факторами. Преимущества этого подхода в том, что инженер начинает чётко представлять взаимосвязь между ростом нагрузки и электропотребления и другими измеряемыми величинами. Наиболее очевидным недостатком метода является необходимость предсказывать экономические и демографические факторы, что может оказаться труднее, чем прогнозировать нагрузку и электропотребление.

В любом случае методы прогнозирования следует использовать лишь в помощь инженеру; ничем нельзя полностью заменить опыт и здравый смысл.

Для подбора коэффициентов моделей используют регрессионный анализ. Пусть имеются наблюдения прогнозируемого показателя Y_1, Y_2, \dots, Y_m , заданные значениями y_1, y_2, \dots, y_m , связанные условием:

$$M[Y_i] = a_0 + \sum_{j=1}^n x_{ij} a_j, \quad \sigma^2[Y_i] = \sigma^2,$$

где $M[Y_i]$, $\sigma^2[Y_i]$ – математическое ожидание и дисперсия случайной величины Y_i ;

x_{ij} – известные значения параметров;

a_j – неизвестные коэффициенты.

Для случая прогнозирования временных зависимостей y_i – наблюдения прогнозируемого показателя, соответствующие моментам времени t_1, t_2, \dots, t_m .

Регрессионный анализ позволяет наилучшим образом подобрать коэффициенты a_0, a_1, \dots, a_n на основе имеющейся выборки y_1, y_2, \dots, y_m .

$$\mathbf{Y} = \mathbf{XA} + \mathbf{E},$$

где \mathbf{Y} – вектор наблюдений y_1, y_2, \dots, y_m ;

\mathbf{A} – вектор искомых коэффициентов a_0, a_1, \dots, a_n ;

\mathbf{E} – вектор отклонений наблюдений от своих математических ожиданий $\varepsilon_i = y_i - M[Y_i]$;

\mathbf{X} – план-матрица, состоящая из x_{ij} . Она содержит m строк по числу наблюдений и $(n+1)$ столбец по числу факторов.

Оптимальным значениям a_0, a_1, \dots, a_n соответствует минимум функции

$$\Phi = \sum_{i=1}^m \varepsilon_i^2 = (\mathbf{Y} - \mathbf{XA})^t (\mathbf{Y} - \mathbf{XA}).$$

Это выражение называют критерием наименьших квадратов. Дифференцируя по \mathbf{A} и приравнявая к нулю $\nabla \Phi$, получим

$$(\mathbf{X}^t \mathbf{X}) \mathbf{A} = \mathbf{X}^t \mathbf{Y},$$

откуда найдём \mathbf{A} .

Линейные уравнения, позволяющие найти искомые значения компонент вектора \mathbf{A} , называются система нормальных уравнений.

В простейшем случае $y = a_0 + a_1 t$.

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \cdot \\ y_m \end{bmatrix}, \quad \mathbf{X} = \begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 1 & t_m \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix}.$$

Система нормальных уравнений имеет следующий вид

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdot & \cdot & 1 \\ t_1 & t_2 & \cdot & \cdot & t_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 1 & t_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdot & \cdot & 1 \\ t_1 & t_2 & \cdot & \cdot & t_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ y_m \end{bmatrix}.$$

Выполнив умножения матриц, получим

$$\begin{bmatrix} m & \sum_{i=1}^m t_i \\ \sum_{i=1}^m t_i & \sum_{i=1}^m t_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m y_i \\ \sum_{i=1}^m t_i y_i \end{bmatrix}.$$

Определитель системы двух линейных уравнений равен

$$\Delta = m \sum_{i=1}^m t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m t_i \right) \left(\sum_{i=1}^m t_i \right).$$

Искомые коэффициенты равны

$$a_0 = \frac{\left(\sum_{i=1}^m y_i \right) \left(\sum_{i=1}^m t_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m t_i y_i \right) \left(\sum_{i=1}^m t_i \right)}{m \sum_{i=1}^m t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m t_i \right)^2},$$

$$a_1 = \frac{m \left(\sum_{i=1}^m t_i y_i \right) - \left(\sum_{i=1}^m y_i \right) \left(\sum_{i=1}^m t_i \right)}{m \sum_{i=1}^m t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m t_i \right)^2}.$$

Для оценки точности вычисляют кажущуюся погрешность моделирования s^2

$$s^2 = \sum_{i=1}^m \left(y_i - a_0 - \sum_{j=1}^n x_j a_j \right)^2.$$

Важнейшие требования к план-матрице \mathbf{X} – линейная независимость её столбцов и хорошая обусловленность матрицы $\mathbf{M} = \mathbf{X}^t \mathbf{X}$.

Проверка статистической состоятельности построенной регрессионной модели.

Наиболее простой критерий – «нулевая гипотеза». Она опровергает гипотезу, положенную в основу моделирования, т.е. предполагает, что построенная модель не улавливает закономерности изменения случайных величин. Для проверки вычисляют

$$F_{\text{н}} = \frac{\sum_{i=1}^m (y_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^m \varepsilon_i^2} \cdot \frac{m-n}{m-1}, \quad \bar{y} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i.$$

Найденное число представляет собой значение случайной величины, которая при справедливости «нулевой гипотезы» распределены по закону F -распределения с $(m-1)$ степенью свободы числителя и $(m-n)$ степенями свободы знаменателя. Задаваясь вероятностью $\beta = 0,95$ ($\beta = 0,99$), можно по таблицам найти верхнюю границу $F_{\text{табл}}$. Если $F_{\text{н}} > F_{\text{табл}}$, то «нулевая гипотеза» не верна и модель выбрана правильно.

2.2. Характеристики методов прогноза нагрузок

Развитие ЭЭС должно обеспечить покрытие нагрузки потребителей с учётом неравномерности её потребления в суточном, недельном и годовом разрезах. Режимы потребления характеризуются графиками нагрузок. Различают отчётные графики и перспективные. Перспективные графики получают расчётным путём. Статические графики отображают изменение нагрузки в течение года при постоянном составе потребителей. Динамические графики учитывают рост нагрузки из-за ввода новых потребителей.

Перспективные графики необходимы для:

- составления баланса мощности и определения необходимой мощности источников;
- выявления режимов работы различных типов электростанций;
- разработки рекомендаций по регулированию графиков;
- оценки эффективности объединения ЭЭС;
- определения условий работы элементов сетей.

Для этого используются суточные графики зимнего и летнего рабочих дней (рис. 2.1) и годовой график месячных максимумов.

Графики нагрузки характеризуются следующими показателями:

- среднесуточная нагрузка

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24};$$

- коэффициент неравномерности нагрузки

$$\alpha_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}} \quad (0,616 - 0,864);$$

- плотность графика нагрузки (коэффициент заполнения графика)

$$\beta_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}} \quad (0,827 - 0,936).$$

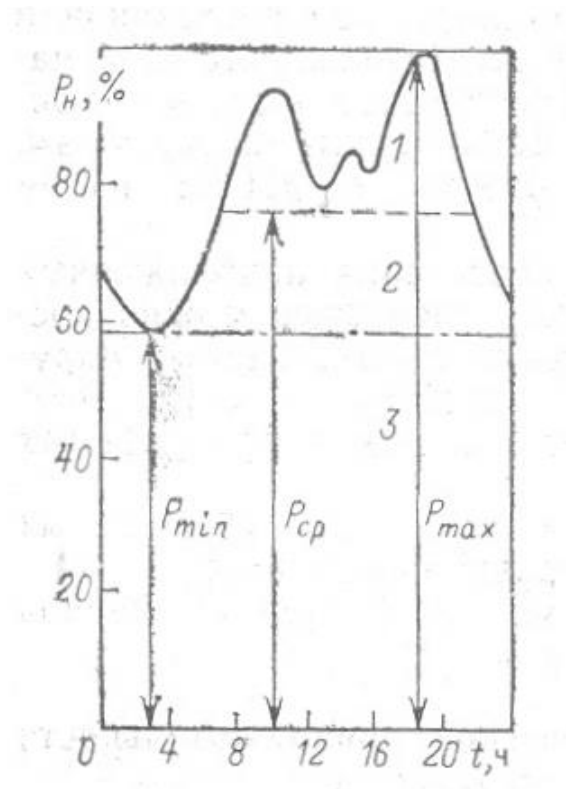


Рис. 2.1. Суточный график нагрузки

Аналогичные показатели используются для недельных и годовых графиков. Плотность годового графика характеризуется продолжительностью использования максимальной нагрузки

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}} = 8760 \cdot \beta_{\text{год}}.$$

Существует несколько способов построения перспективных графиков. Для ближайшей перспективы используют метод аналогий, по которому за основу принимается отчётный график с некоторыми уточнениями. Для более далёкой перспективы для новых быстро развивающихся систем – суммирование типовых отраслевых графиков. Для построения приближённых графиков используется метод обобщённых характеристик, полученных путём анализа большого числа расчётов на ЭВМ. Этот метод состоит в следующем:

1. потребление электроэнергии группируется по отраслям (промышленность, транспорт);
2. для каждой отрасли определяется расчётная нагрузка

$$P_{\text{отр}} = \frac{W_{\text{отр}}}{T_{\text{отр}}},$$

где $T_{\text{отр}}$ – статическая отраслевая продолжительность использования максимума.

3. Вычисляют средневзвешенное число часов использования среднего за зимний месяц максимума промышленной и транспортной нагрузок

$$T_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{пр}} + W_{\text{тр}}}{P_{\text{пр}} + P_{\text{тр}}};$$

5. Определяется отношение коммунально-бытового электропотребления к общему полезному отпуску электроэнергии в ЭЭС

$$\alpha_{\text{кб}} = \frac{W_{\text{кб}}}{W_{\text{пр}} + W_{\text{тр}} + W_{\text{кб}}};$$

6. по графикам определяют в зависимости от $T_{\text{ср}}$ и $\alpha_{\text{кб}}$ число часов использования максимальной нагрузки системы $T_{\text{сист}}$. Графики построены для различных районов страны (рис.2.2).

7. Определяют зимний максимум

$$P_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{сист}}},$$

где $W_{\text{год}}$ – общая потребность в электроэнергии с учётом расхода на собственные нужды и потери.

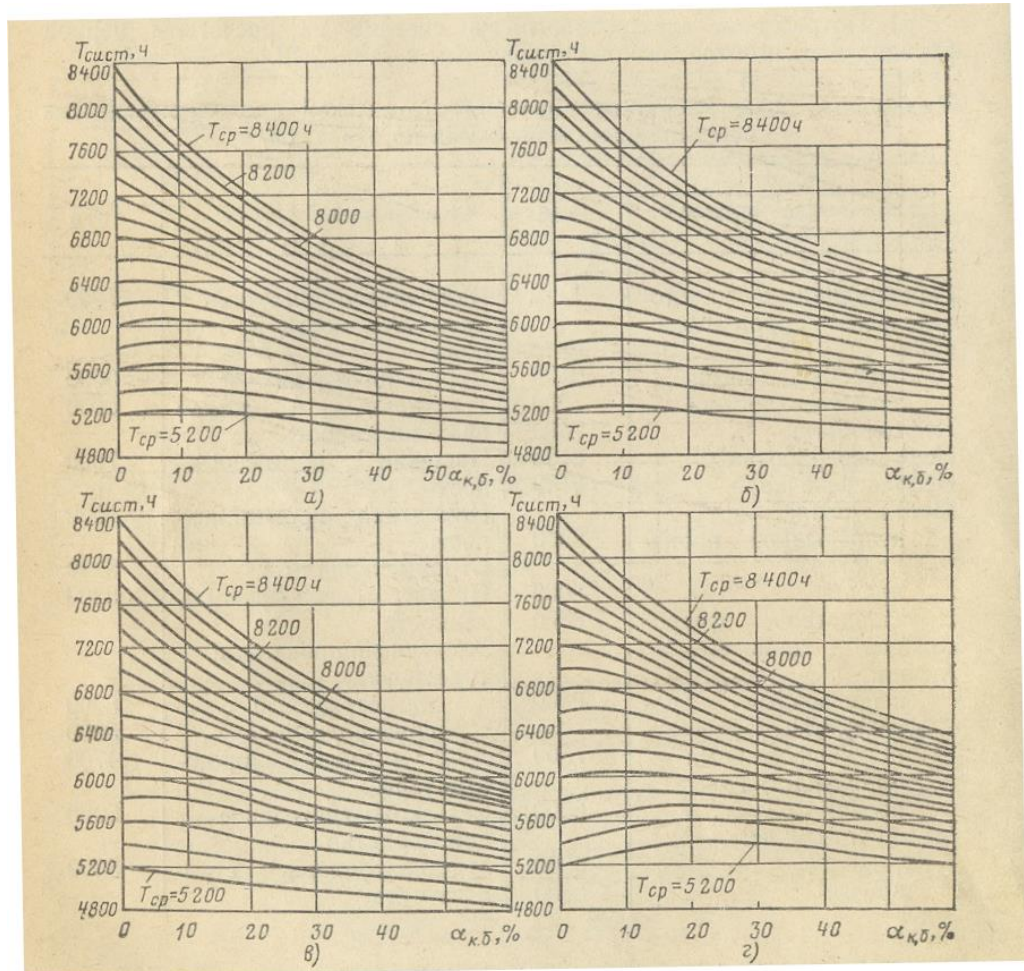


Рис. 2.2. Зависимость продолжительности использования максимальной нагрузки от удельного веса коммунально-бытового потребления.

8. В зависимости от $T_{\text{сист}}$ и района (рис.2.3) определяют показатели, характеризующие конфигурацию графиков $\beta_{\text{сут}}^{\text{зимн}}$, $\beta_{\text{сут}}^{\text{летн}}$, $\beta_{\text{год}}$, $\alpha_{\text{летн}}^{\text{стат}}$ – коэффициент летнего снижения нагрузки по отношению к зимнему максимуму.

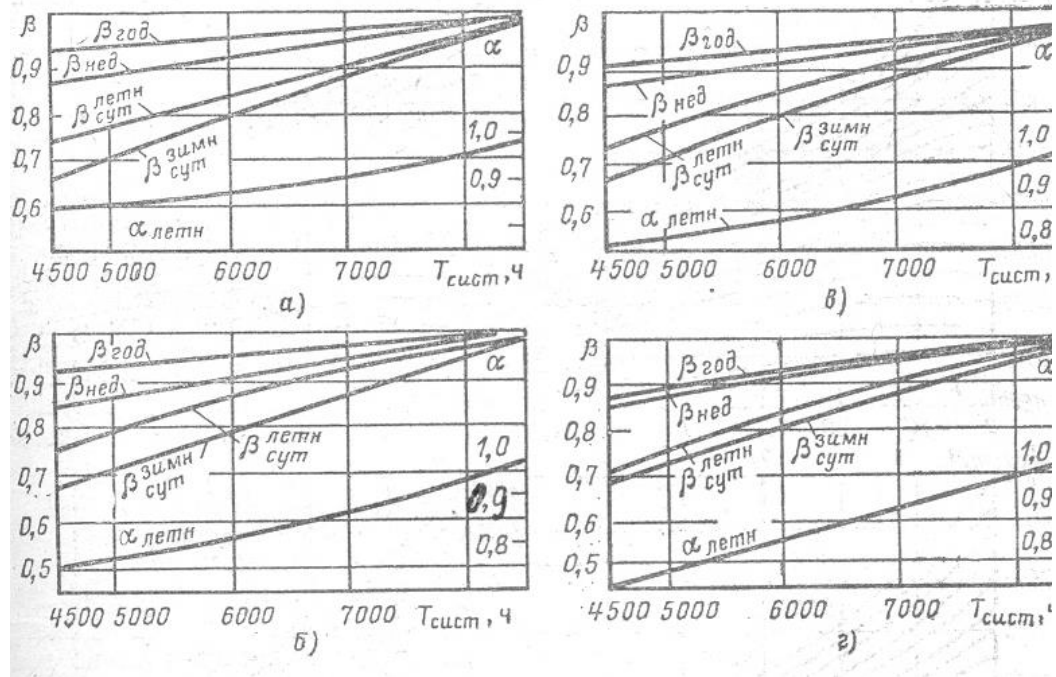


Рис. 2.3. Характеристики графиков нагрузки
а – крайний юг; б – юг; в – центр; г – север

9. Определяют максимальную нагрузку каждого месяца с учётом коэффициента роста

$$P_m = \frac{2a}{k' + 1} + \frac{a(k' - 1)}{6(k' + 1)}m + b \cos(30m - 15^\circ)$$

$$a = \frac{P_{\max}^{\text{зимн}} + P_{\max}^{\text{летн}}}{2}$$

$$b = \frac{P_{\max}^{\text{зимн}} - P_{\max}^{\text{летн}}}{2}$$

$$k' = \frac{P_{\max}^{\text{зимн}} \frac{2k_p}{k_p + 1} - b}{P_{\max}^{\text{зимн}} \frac{2}{k_p + 1} - b}$$

где k_p – коэффициент годового роста нагрузки.

10. Строят график месячных максимумов. Нагрузка начала каждого месяца равна нагрузке конца предыдущего месяца.

11. Строят суточные графики в зависимости от $\beta_{\text{сут}}^{\text{зимн}}$, $\beta_{\text{сут}}^{\text{летн}}$.

$$P_i = A_i \beta_{\text{сут}} + B_i, \quad i = 0, 1, \dots, 23,$$

где A_i, B_i – коэффициенты, определяемые по таблицам в зависимости от региона.

2.3. Нормативные методы расчёта электропотребления

Этот метод основан на использовании удельных норм расхода электроэнергии на производство различных видов промышленной продукции и обобщённых показателей расхода электроэнергии в сельском хозяйстве, транспорте, коммунально-бытовом секторе.

Для любого года t

$$W_t = \sum_i \gamma_{it} \Pi_{it} + W_{\text{схт}} + W_{\text{трт}} + W_{\text{кбт}} + W_{\text{снт}} + \Delta W_t,$$

где γ_{it} – нормы электропотребления на производство промышленной продукции вида i в году t ;

Π_{it} – прогнозируемый объём производства продукции вида i в году t ;

$W_{\text{схт}}, W_{\text{трт}}, W_{\text{кбт}}$ – прогноз потребности в электроэнергии в сельском хозяйстве, транспорте, коммунально-бытовом секторе;

$W_{\text{снт}}, \Delta W$ – расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и потери в сетях.

Нормы электропотребления в течение времени меняются (рис. 2.4). Они формируются под влиянием 2-х групп противоположно действующих факторов.

- 1-я группа – факторы, снижающие расход электроэнергии: увеличение ед. мощности, к.п.д., улучшение использования оборудования.

- 2-я группа – факторы, повышающие расход электроэнергии: повышение уровня электрификации, ухудшение качества сырья, выпуск более электроёмких видов продукции.

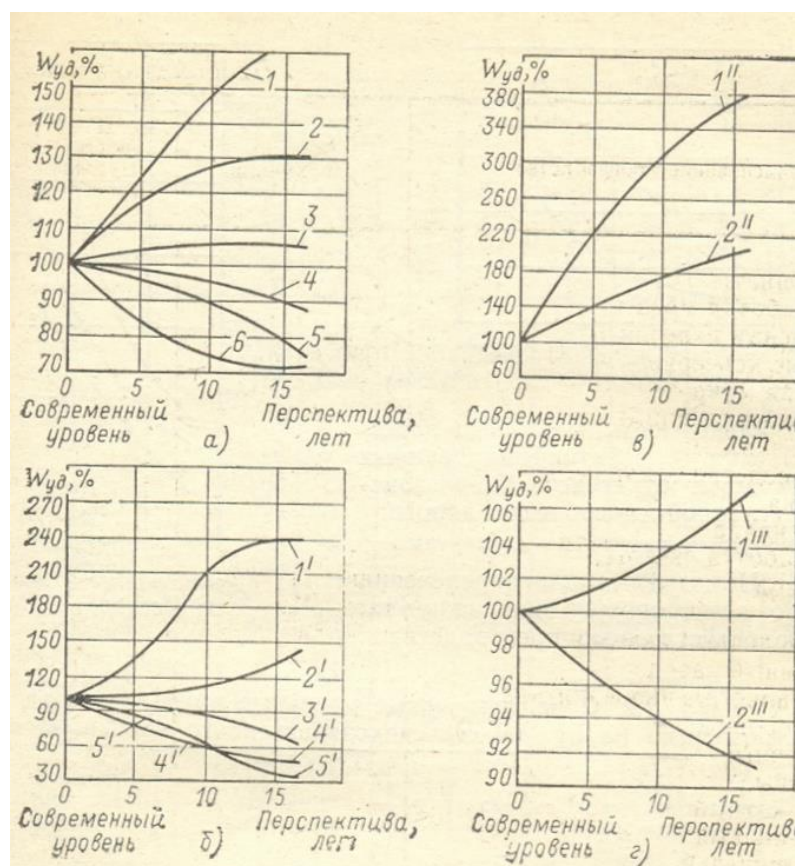


Рис. 2.4. Изменение норм электропотребления
а – металлургия; б – химическая промышленность;
в – топливная промышленность; г – стройматериалы

Нормирование удельных расходов электроэнергии в сельском хозяйстве, транспорте и коммунально-бытовом секторе осуществляется дифференцированно по отдельным производственным процессам (рис.2.5 – 2.7). Такие данные используются для определения расчётных нагрузок подстанций и узлов. Однако эти нормы не могут быть использованы для определения суммарного электропотребления по этим отраслям. В каждой отрасли количественные показатели отдельных видов производственных процессов весьма неустойчивы.

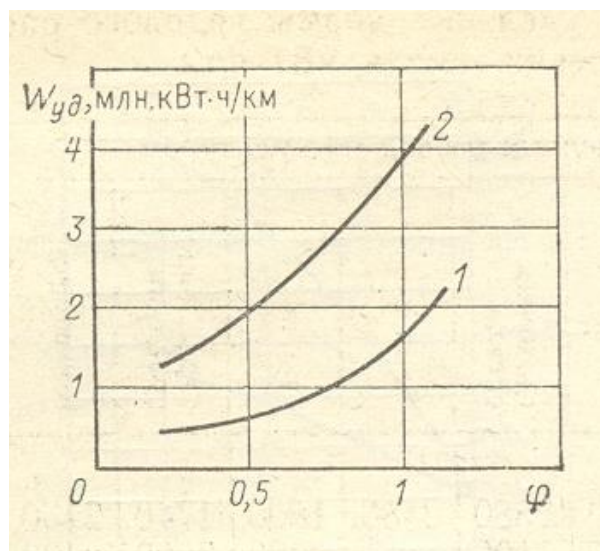


Рис. 2.5. Удельные расходы на ж/д от степени использования пропускной способности дороги

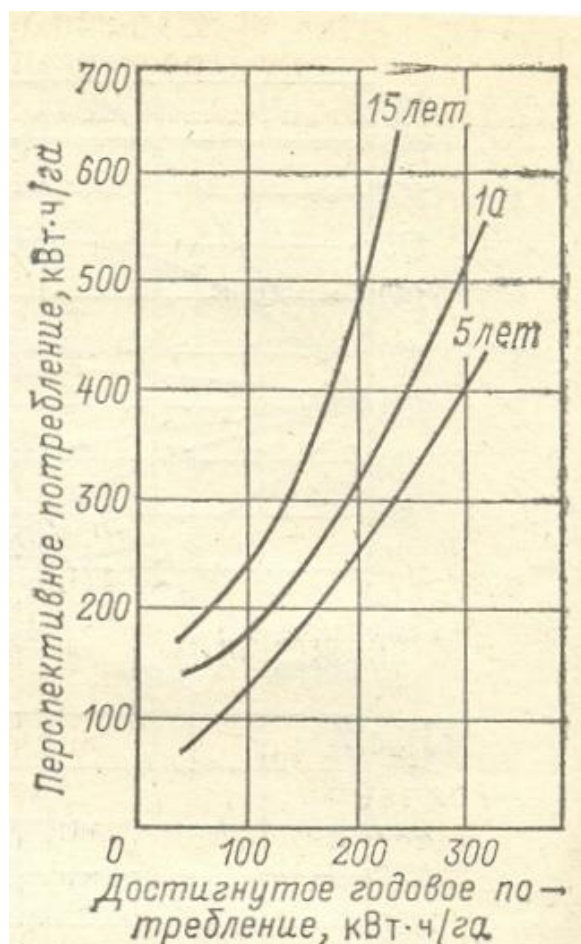


Рис. 2.6. Удельное электропотребление в сельском хозяйстве

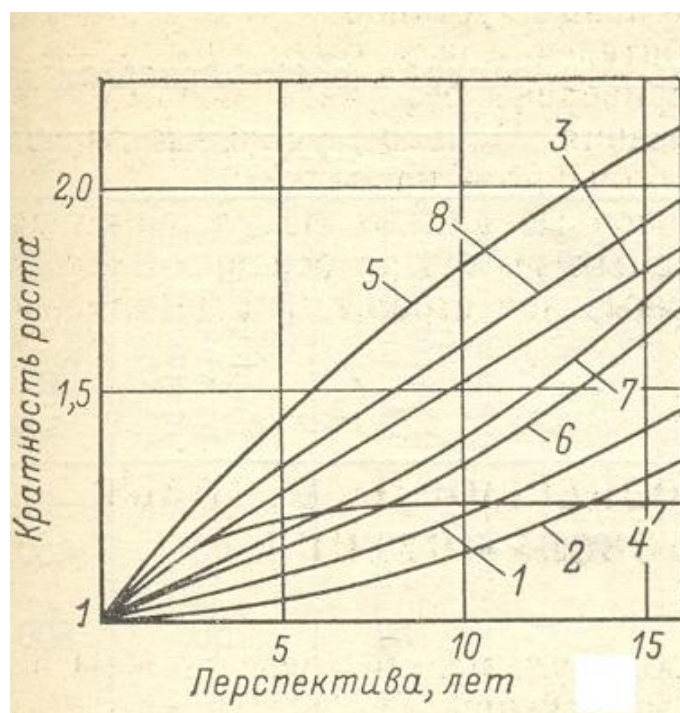


Рис. 2.7. Динамика изменения удельных норм электропотребления в коммунально-бытовом секторе

Определение электропотребления в этих отраслях основано главным образом на анализе динамики темпов роста отраслевого электропотребления во взаимосвязи с наиболее общими показателями развития отраслей. Например, на транспорте – протяжённость железных дорог для электротяги; в сельском хозяйстве – электровооружённость на одного работающего, масштабы орошения, уровень механизации; в коммунально-бытовом секторе – годовое электропотребление на человека, обеспеченность электробытовыми приборами и т.п.

Сумма электропотребления в промышленности, сельском хозяйстве, транспорте, коммунально-бытовом секторе формирует полезное электропотребление. При определении общей потребности в электроэнергии дополнительно учитывают расходы на собственные нужды электростанций и потери в сетях. Расход на собственные нужды определяют по нормативам в зависимости от структуры установленной мощности, вида топлива.

с.н. КЭС 0,3 – 7,3 %;

с.н. ТЭЦ 6,6 – 13,1 %;

с.н. АЭС 5,0 – 7,0 %;

с.н. ГЭС 0,3 – 2,0 %.

В целом 4 – 8 %.

Потери электроэнергии можно определить по средним значениям потерь в сетях различного номинального напряжения (табл. 2.1).

Таблица 2.1. – Потери электроэнергии в электрических сетях

| $U_{\text{н}}$, кВ | 750 – 500 | 330 – 220 | 110 | 35 | 6 – 10 | 0,4 | Всего |
|---------------------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-------|
| ΔW , % | 0,5 – 1,0 | 2,5 – 3,5 | 3,5 – 4,5 | 0,50 – 1,0 | 2,5 – 3,5 | 0,5 – 1,5 | 5 - 9 |

Расчёты потребности в электроэнергии на перспективу 12 – 15 лет и более осложняется тем, что планирование развития других отраслей выполняется на меньшую перспективу. Используют несколько гипотез развития потребителей электроэнергии, отличающихся уровнями электропотребления.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ВВОДЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

3.1. Балансы мощности ЭЭС и электроэнергии

Развитие генерирующих мощностей ЭЭС должно обеспечить полное покрытие прироста нагрузки при нормативном качестве электроэнергии. Размер суммарного ввода мощности на электростанциях, необходимого для покрытия планируемого прироста нагрузки с заданной надёжностью, определяется на основании балансов мощности и энергии. В ходе составления балансов мощности формируются конкретные варианты ввода мощностей на электростанциях.

Балансы мощности составляют для ОЭС по годам расчётного периода (5 – 15 лет). Балансы мощности ОЭС составляют для часа совмещённого максимума ЕЭС (декабрь). Баланс мощности каждой ОЭС проверяется также

для часа собственного максимума нагрузки. Это позволяет выявить загрузки связей с другими ОЭС. При составлении баланса мощности (табл. 2.2) последовательно осуществляется расчёт его расходной части (потребности) и приходной части (покрытие).

Таблица 2.2. – Структура баланса мощности

| № п/п | Наименование |
|-------------|---|
| Потребность | |
| 1 | Совмещённый максимум нагрузки ЭЭС |
| 2 | Передача мощности в другие системы |
| 3 | Необходимый резерв |
| 4 | Итого потребная мощность электростанций (1+2+3) |
| Покрытие | |
| 5 | Установленная мощность электростанций |
| 6 | Неиспользуемая мощность («разрывы» мощности, системные ограничения) |
| 7 | Располагаемая мощность, в том числе ГЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС (5-6) |
| 8 | Получение мощности из других систем |
| 9 | Итого покрытие (7+8) |
| 10 | Избыток (+) или дефицит (-) мощности (9-4) |

Прогнозирование максимума нагрузки рассмотрено в предыдущей главе. Перетоки мощности между ЭЭС (передача, получение) принимаются исходя из баланса мощности более крупного энергообъединения, в состав которого входит рассматриваемая энергосистема (для ОЭС – ЕЭС).

Наиболее простым способом определения резерва мощности является нормативное задание резерва в процентах максимальной нагрузки. Рекомендуемые значения: Европейская секция ЕЭС – 17 %; ОЭС Сибири – 12%; ОЭС Востока – 22 %.

Суммарный резерв европейской секции ЕЭС распределяется между ОЭС, входящими в эту секцию, в следующей пропорции: ОЭС Северо-Запада – 0,15; ОЭС Центра – 0,32; ОЭС Юга – 0,10; ОЭС Средней Волги – 0,11; ОЭС Урала – 0,32. Такой способ может давать значительную погрешность, поскольку не учитывает зависимости резерва от структуры генерирующей

мощности, режима электропотребления, взаимного резервирования по МЭП. Для уточнения величины резерва используют более сложные методы расчёта.

Установленная мощность электростанций определяется по номинальным параметрам оборудования. В действительности не вся установленная мощность электростанций может быть использована. Снижение располагаемой мощности по сравнению с установленной по отчётным данным достигает 10 – 17 %.

Неиспользуемая мощность определяется как сумма:

- мощности агрегатов, которые к моменту прохождения максимума нагрузки ещё не полностью освоены в эксплуатации (головные образцы нового оборудования, первые агрегаты вводимых в данном году электростанций и последние агрегаты на электростанциях, где в данном году вводится более одного агрегата);
- снижения мощности электростанций из-за ограничений по выдаче мощности или отсутствия тепловых нагрузок на ТЭЦ;
- свободной мощности ГЭС, которая не может быть использована в графике нагрузки системы (с учётом несения резервных функций) в условиях расчётного маловодного года

$$P_{\text{св}} = P_{\text{расп}} - (P_{\text{уч}} + R_{\text{ГЭС}}),$$

где $P_{\text{расп}}$ – располагаемая мощность ГЭС;

$P_{\text{уч}}$ – мощность участия ГЭС в покрытии максимума нагрузки;

$R_{\text{ГЭС}}$ – часть резерва ЭЭС, размещаемая на ГЭС.

При определении установленной и располагаемой мощности электростанций учитывается, что часть оборудования электростанций подлежит реконструкции, модернизации и демонтажу (реконструкция: перевод КЭС в ТЭЦ). Экономически эффективна замена оборудования на 9 – 13 МПа и ни-

же, если оборудование используется более 2500 ч в году (в Европейской части). (9 МПа – от 25 до 100 МВт, 13 МПа – 150, 200 МВт).

Разность между суммарной потребностью ЭЭС в мощности и суммарной возможной к использованию мощностью электростанций (строка 10 в табл.) представляет дефицит или избыток мощности в ЭЭС. Баланс мощности считается удовлетворительным, если дефицит (избыток) не превышает половины мощности наиболее крупного агрегата.

При больших дефицитах (избытках) необходимо корректировать ввод мощности на электростанциях. Если такая корректировка вводов невозможна, то баланс сводится за счёт изменения размеров перетоков мощности с соседними ЭЭС при соответствующей корректировке ввода мощностей этих ЭЭС. Если и это невозможно, то в балансе системы фиксируется наличие дефицита (избытка) мощности и указывается изменение фактического резерва по отношению к расчётному.

Баланс электроэнергии (табл.2.3) энергосистем, ОЭС и ЕЭС составляется в целях:

- проверки возможности выработки требуемого количества электроэнергии в течение года электростанциями, учтёнными в балансе мощности;
- определения перетоков электроэнергии между энергосистемами;
- определения потребности энергосистемы в топливе.

Расходная часть баланса электроэнергии складывается из электропотребления энергосистемы, экспорта, планируемой передачи электроэнергии в другие энергосистемы и расхода электроэнергии на заряд ГАЭС.

Приходная часть баланса электроэнергии включает выработку электроэнергии электростанциями энергосистемы, импорт и планируемое получение из других энергосистем.

Таблица.2.3. – Структура баланса электроэнергии

| № п/п | Наименование |
|-------------|---|
| Потребность | |
| 1 | Годовое электропотребление ЭЭС |
| 2 | Передача электроэнергии в другие системы |
| 3 | Заряд ГАЭС |
| 4 | Итого потребность (1+2+3) |
| Покрытие | |
| 5 | Получение электроэнергии из других систем |
| 6 | Выработка электроэнергии электростанциями системы |
| 7 | в том числе |
| 8 | ГЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС |
| 9 | Итого покрытие (5+6) |
| 10 | Избыток (+) или дефицит (-) электроэнергии (9-4) |

Существует различие в составлении балансов ЭЭС европейской и азиатской частей страны. В европейских ЭЭС – высокая неравномерность режимов электропотребления. Размеры обмена энергией с другими ЭЭС определяются при условии, что $T_{исп}$ для электростанций должны находиться в ограниченном диапазоне. Этот диапазон соответствует оптимальному использованию электростанций в суточных графиках нагрузки в течение года.

Выработка ГЭС учитывается в балансе по среднемноголетней величине. В объединениях с большим удельным весом ГЭС и изолированных энергосистемах производится проверка балансов электроэнергии для условий расчётного маловодного года.

Годовое число часов использования участвующей в покрытии максимума нагрузки энергосистем мощности АЭС принимается в размере 6500 – 7000 ч.

При определении режимов работы ТЭЦ учитывается уровень тепловых нагрузок. По предварительным оценкам годовое число часов использования загруженного по тепловому графику оборудования ТЭЦ в европейской части страны рекомендуется принимать в диапазоне 4000 – 4500 ч, азиатской части – 4500 – 5000 ч.

Оптимальные числа часов использования располагаемой мощности КЭС на угле в диапазоне 4500 – 6000 (6500) ч (большее значение для ОЭС Сибири).

Числа часов использования КЭС – ПГУ могут изменяться в широком диапазоне от 4500 до 6500 ч, их определение должно базироваться на основе специального анализа суточных и годовых режимов работы на перспективу.

Баланс энергии в энергосистемах ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала замыкают КЭС, работающие на газомазутном топливе, годовое число часов использования мощности которых должно приниматься в соответствии с реальной нагрузкой их в суточном и годовом разрезе, но не менее 2500 – 4000 ч.

Баланс электроэнергии считается удовлетворительным, если использование располагаемой мощности тепловых электростанций, как правило, не превышает 6500 ч в год.

Для более точного учёта режима ТЭС выполняют расчёты оптимальных режимов электростанций в суточных графиках рабочих и выходных дней различных сезонов года. Переход от суточных показателей к годовым осуществляется с учётом сезонной неравномерности электропотребления.

В ЭЭС Сибири с высоким удельным весом ГЭС при составлении баланса электроэнергии определяют мощности КЭС, необходимые для сведения баланса в расчётных маловодных условиях на ГЭС:

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{W_{\text{потр}} - W_{\text{мал. в.}}^{\text{ГЭС}} - W^{\text{ТЭЦ}}}{T_{\text{пред}}^{\text{КЭС}}},$$

где $W_{\text{потр}}$ – потребность в энергии;

$W_{\text{мал. в.}}^{\text{ГЭС}}$ – выработка электроэнергии на ГЭС в маловодных условиях;

$W^{\text{ТЭЦ}}$ – выработка электроэнергии на ТЭЦ при полной загрузке по теплу;

$T_{\text{пред}}^{\text{КЭС}}$ – предельное технически возможное $T_{\text{исп}}$ для КЭС. При базисном режиме в течение года $T_{\text{пред}}^{\text{КЭС}} = 6500$ ч.

3.2. Резервы мощности в концентрированной ЭЭС

Надёжность функционирования ЭЭС обеспечивается путём создания в них необходимого резерва мощности. Резерв мощности – разность между располагаемой мощностью электростанций ЭЭС и максимальной нагрузкой ЭЭС.

При проектировании развития ЭЭС выделяют следующие составляющие резерва:

- ремонтный резерв, предназначенный для возмещения мощности выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт оборудования электростанций;
- оперативный резерв мощности, необходимый для компенсации аварийного снижения мощности электростанций вследствие отказов оборудования и случайных превышений нагрузки над расчётными значениями;
- стратегический резерв, предназначенный для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза с учётом инерционности энергетического строительства.

Величина оперативного резерва должна обеспечить нормированную надёжность покрытия нагрузки, характеризующуюся обобщённым показателем – вероятностью бездефицитной работы энергосистем (индексом надёжности).

Если в ЭЭС пропускные способности связей (и их число) между узлами не ограничивают возможностей взаиморезервирования, то такие системы считают концентрированными. В концентрированной ЭЭС нарушения элек-

троснабжения связаны только с отказами генерирующего оборудования и колебаниями суммарной нагрузки.

Расчёт ремонтного резерва. Резерв для проведения текущих ремонтов в период максимальных нагрузок определяется по выражению

$$R_{\text{тр}} = \sum_{j=1}^k N_{\text{уст } j} \cdot \frac{r_{\text{уд } j}^{\text{тр}}}{100},$$

где $N_{\text{уст } j}$ – установленная мощность электростанции j -ого типа;

k – число типов электростанций;

$r_{\text{уд } j}^{\text{тр}}$ – норматив текущего ремонта электростанции j -ого типа (табл. 3.1).

Резерв текущего ремонта не требуется для ГЭС и ТЭС с поперечными связями, имеющими резервные котлы. Их ремонтируют в периоды снижения нагрузки.

Таблица 3.1. – Нормативы текущего ремонта

| Тип электростанции | $r_{\text{уд } j}^{\text{тр}}, \%$ |
|--------------------------------|------------------------------------|
| ТЭС с поперечными связями | 2,0 |
| ТЭЦ с агрегатами 100 – 175 МВт | 3,5 – 4,5 |
| КЭС с блоками | |
| 100 – 300 МВт | 4,0 – 5,0 |
| 500 – 1200 МВт | 5,5 – 6,5 |
| АЭС | 4,0 – 6,0 |
| ГТЭС | 2,0 |

Резерв для капитальных ремонтов в период максимальной нагрузки определяется на основе нормативов длительности ремонтов оборудования и анализе годового графика месячных максимумов. Среднегодовая длительность ремонта (табл. 3.2) определяется с учётом частоты ремонтов (капитальных – один раз в 2 – 5 лет и средних ремонтов один раз в промежутке между капитальными ремонтами).

Таблица 3.2. – Нормативы капитального ремонта для расчёта резерва

| Тип электростанции | Среднегодовой ремонт $t_{кр}$, мес. |
|---------------------------|---|
| ГЭС | 0,5 |
| ТЭС с поперечными связями | 0,33 |
| КЭС с блоками | |
| 150 – 200 МВт | 0,53 |
| 300 МВт | 0,66 |
| 500 – 800 МВт | 0,73 |
| 1200 МВт | 0,86 |
| АЭС | 1,5 |
| ГТЭС | 0,5 |

Резерв для капитальных ремонтов определяют путём сопоставления площади провала годового графика месячных максимумов и ремонтной площади, необходимой для капитальных ремонтов агрегатов всех типов.

$$R_{кр} = \frac{\sum_{j=1}^k (N_{уст\ j} t_{кр\ j}) - S_{пр} K_{пр}}{12},$$

где $t_{кр\ j}$ – норматив простоя в капремонте;

$S_{пр}$ – площадь провала графика месячных максимумов нагрузки ЭЭС, МВт•мес;

$K_{пр}$ – коэффициент использования площади провала (0,90 – 0,95).

Площадь провала графика нагрузки ЭЭС определяется как сумма разностей между условной располагаемой мощностью ЭЭС и её максимальной нагрузкой за каждый месяц m (рис. 3.1). Расчёт максимальной нагрузки m -го месяца $N_{\max\ m}$ описан в главе 2.

$$S_{пр} = \sum_{m=1}^{12} (N_{расп\ m}^{уст} - N_{\max\ m}).$$

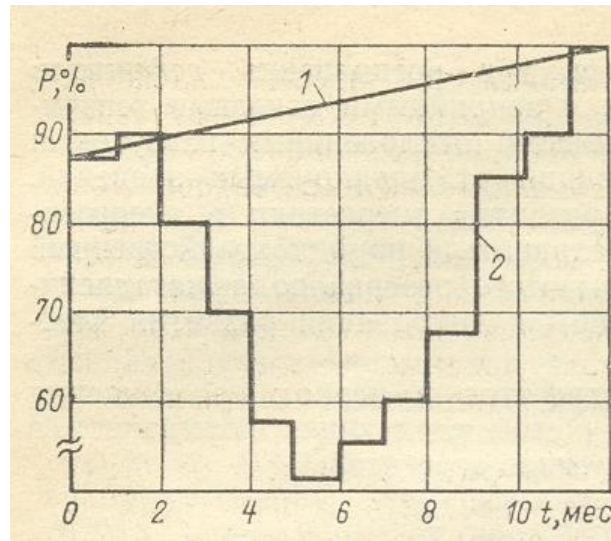


Рис. 3.1. Определение провала в графике месячных максимумов нагрузки:

- 1 – условная располагаемая мощность;
2 – месячные максимумы нагрузки.

Площадь провала годового графика в летние месяцы ($m = 5, 6, 7, 8, 9$) уменьшается за счёт сезонного снижения располагаемой мощности ГАЭС (30 – 40% от установленной мощности), ГТУ (25% от установленной мощности). Для этого уменьшают в $N_{\text{расп } m}^{\text{усл}}$ на указанную величину сезонного снижения мощности электростанций в летние месяцы.

Условная располагаемая мощность определяется прямой, соединяющей максимумы нагрузки января и декабря.

$$N_{\text{расп } m}^{\text{усл}} = c + m \cdot d ,$$

где c и d – коэффициенты.

Для определения коэффициентов c и d необходимо решить систему уравнений

$$\begin{cases} c + d = N_{m=1} \\ c + 12d = N_{m=12} \end{cases},$$

где $N_{m=1}$, $N_{m=12}$ – соответственно максимальные нагрузки января и декабря.

Расчёт оперативного резерва. Обосновывается экономически путём сопоставления ущербов от вероятного недоотпуска электроэнергии в дефицитных ситуациях с затратами на создание оперативного резерва мощности. События, вызывающие появление дефицита имеют случайный характер.

Для приближённого определения оперативного резерва используют раздельное вычисление аварийного $R_{ав}$ и нагрузочного $R_{н}$ резервов. Аварийный резерв определяют по обобщённым характеристикам удельного аварийного резерва $r_{уд} = f(P_{уд.ед.}, q)$. Эти характеристики получены обобщением результатов расчётов $R_{ав}$ на ЭВМ с учётом влияния конфигурации графика нагрузки на величину резерва. Удельная единичная мощность агрегата равна

$$P_{уд.ед.} \% = \frac{P_{ai}}{P_{max}} 100,$$

где P_{ai} – единичная мощность i -го агрегата;

P_{max} – максимум нагрузки ЭЭС.

Значение $r_{уд} \%$ находят по графикам (рис. 3.2) в зависимости от $P_{уд.ед.} \%$ и вероятности отказа i -го агрегата q (табл. 3.3).

Таблица 3.3. – Аварийность агрегатов электростанций

| Кол-во лет с момента выпуска серийных агрегатов | ГЭС | ТЭС с поперечными связями | Блоки КЭС, МВт | | | | | Блоки АЭС, МВт | |
|---|-------|---------------------------|----------------|-----------|------|-------|-------|----------------|-------|
| | | | 150 – 200 | 250 – 300 | 500 | 800 | 1200 | 440 | 1000 |
| 1 | 0,005 | 0,02 | 0,065 | 0,09 | 0,12 | 0,125 | 0,13 | 0,09 | 0,125 |
| 5 и более | 0,005 | 0,02 | 0,045 | 0,055 | 0,07 | 0,075 | 0,085 | 0,055 | 0,075 |

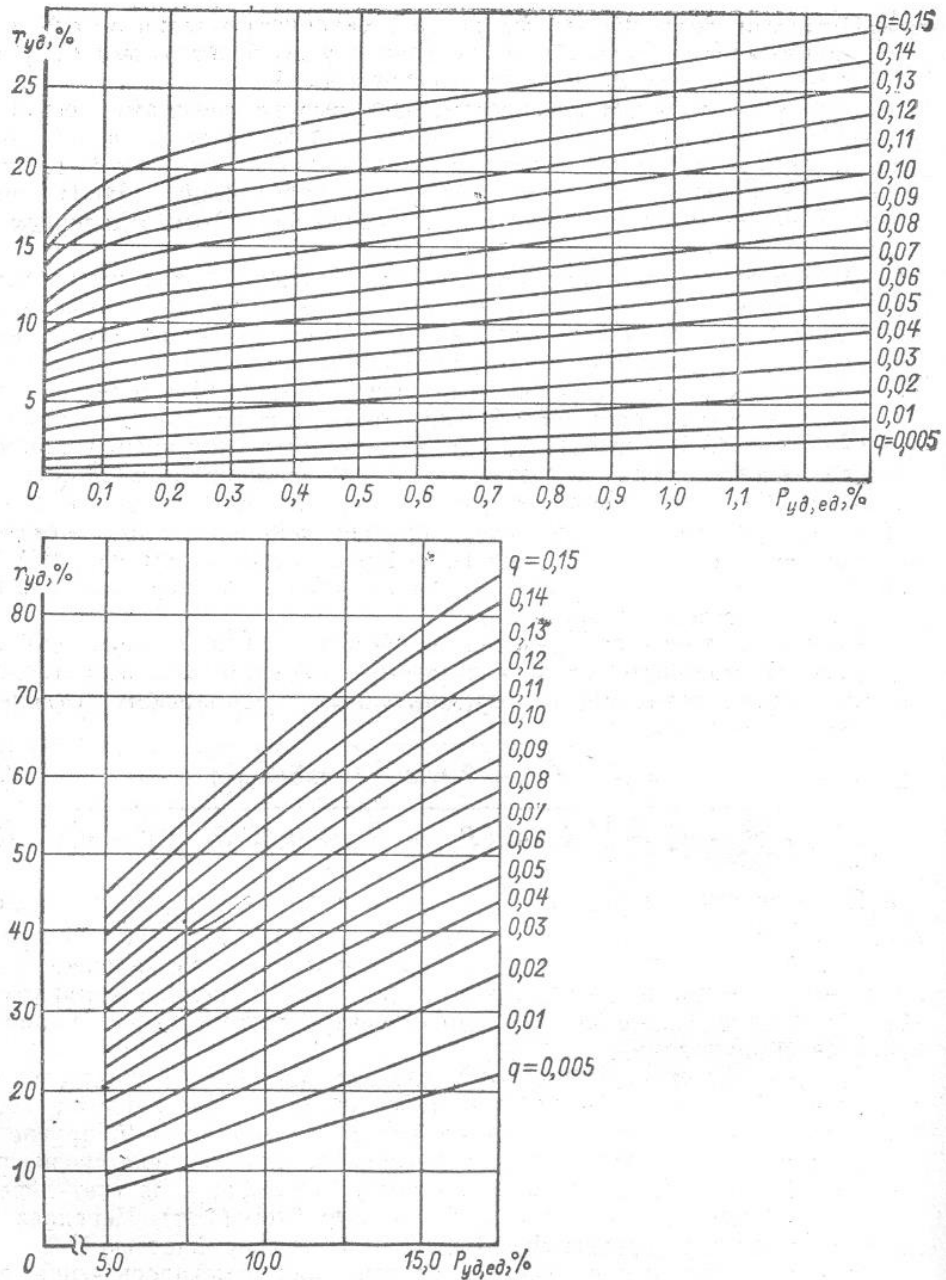


Рис. 3.2 Характеристики удельного аварийного резерва

Аварийный резерв в системе равен

$$R_{ав} = \sum_{i=1}^K P_{ai} n_i r_{yди} 10^{-2},$$

где n_i – число агрегатов i -го типа;

K – число групп агрегатов.

Приближённую величину оперативного резерва определяют по формулам:

$$R_o = M[P_{ав}] + 2,65\sigma - 0,125P_{max},$$

$$\sigma = \sqrt{0,145(R_{ав} - M[P_{ав}] + 0,125P_{max})^2 + \sigma_H^2},$$

где $M[P_{ав}]$ – математическое ожидание мощности, находящейся в аварийном простое

$$M[P_{ав}] = \sum_{i=1}^K P_{ai} q_i n_i;$$

σ_H – среднеквадратичное отклонение нагрузки от планового значения

$$\sigma_H = k\sqrt{P_{max}}, \quad k = 4 \div 5.$$

Общий резерв мощности равен

$$R_{\Sigma} = R_{тр} + R_{кр} + R_o + R_{стр},$$

где $R_{стр}$ – стратегический резерв, равный $(2 \div 3)\%$ от максимума нагрузки.

3.3. Резервы мощности в объединённых энергосистемах

При объединении энергосистем возможно существенное снижение суммарного резерва мощности и соответственно потребного ввода мощности электростанций по сравнению с изолированной работой ЭЭС.

Это снижение обусловлено уменьшением потребности главным образом в оперативном резерве R_0 и частично в резерве для капитального ремонта $R_{кр}$. Снижение R_0 связано с тем, что с ростом числа агрегатов и максимума нагрузки P_{max} уменьшается вероятность возникновения дефицита мощности из-за аварийных отключений генераторов и непредвиденных колебаний нагрузки (рис. 3.3).

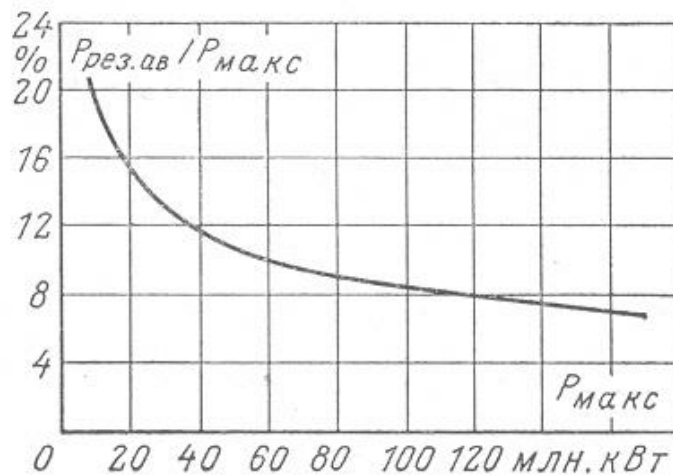


Рис. 3.3. Зависимость R_0 от мощности системы

Из рисунка 3.3 видно, что снижение резерва идёт вначале круто, а затем по мере роста нагрузки становится пологим. Потребность в R_0 уменьшается особенно значительно при объединении небольших ЭЭС. По мере роста мощности ОЭС R_0 приближается к математическому ожиданию аварийного отключения мощности электростанций.

$$M[P_{ав}] = \sum_{i=1}^K P_{ai} q_i n_i.$$

Снижение $R_{кр}$ при объединении связано с возможностью использования избытков мощности, имеющих в отдельных ЭЭС в периоды сезонного снижения их нагрузки, для увеличения площади провала графика нагрузки в других ЭЭС. При этом возникают дополнительные перетоки мощности по МЭП.

Реализация эффекта снижения резерва в ОЭС возможно при достаточной пропускной способности МЭП P^{AB} . Экономия за счёт снижения резерва должна сопоставляться с дополнительными затратами в увеличение пропускной способности МЭП (строительство новых МЭП более высокого напряжения).

$$z_{рез} (R_{из}^A + R_{из}^B) - z_{рез} R^{AB} \geq z_{МЭП} P^{AB},$$

где $z_{рез}$ – затраты в единицу резерва;

$R_{из}^A, R_{из}^B$ – резервы в ЭЭС А и Б при изолированной работе;

R^{AB} – резерв ОЭС при параллельной работе;

$z_{МЭП}$ – удельные затраты в МЭП.

При отсутствии связи ($P^{AB}=0$) оптимальный резерв ОЭС равен $R_{из}^{AB} = R_{из}^A + R_{из}^B$. При полном объединении резерв определяют как для централизованной ЭЭС. Положим, что он равен R_{Σ}^{AB} . При полном объединении P^{AB} равна избытку мощности в одной из ЭЭС при полностью работающем оборудовании и минимальной нагрузке. Если $P_{max1} = P_{max2}$, то резерв между ЭЭС распределяется поровну. Тогда

$$P_{max}^{AB} = \frac{R_{\Sigma}^{AB}}{2}.$$

Если не учитывать стоимость МЭП, то резерв выгодно уменьшить до R_{Σ}^{AB} и иметь максимальную пропускную способность МЭП (рис. 3.4).

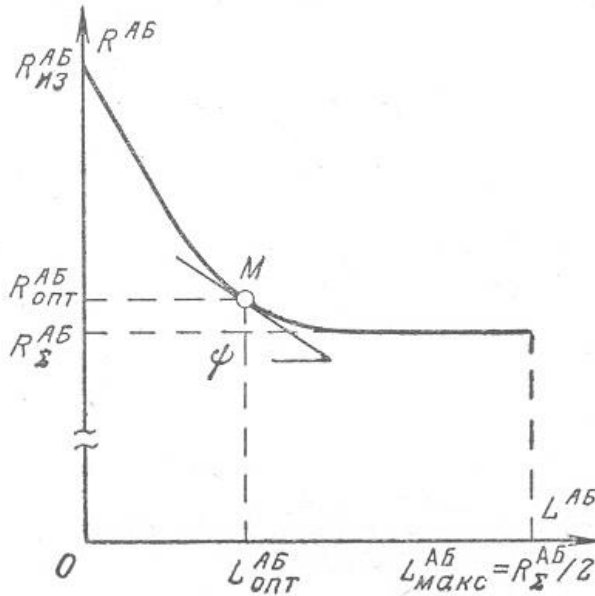


Рис. 3.4. Зависимость резерва от пропускной способности МЭП

При учёте затрат в МЭП необходимо обеспечить максимум экономического эффекта.

$$\mathfrak{E} = z_{\text{рез}} R^{AB} (P^{AB}) - z_{\text{МЭП}} P^{AB} \Rightarrow \max.$$

Условие максимума эффекта имеет следующий вид:

$$\frac{\partial \mathfrak{E}}{\partial P^{AB}} = z_{\text{рез}} \frac{\partial R^{AB}}{\partial P^{AB}} - z_{\text{МЭП}} = 0.$$

Откуда получим

$$\frac{\partial R^{AB}}{\partial P^{AB}} = \frac{z_{\text{МЭП}}}{z_{\text{рез}}}.$$

Каждому соотношению $\frac{z_{\text{МЭП}}}{z_{\text{рез}}}$ будет соответствовать своё значение $R_{\text{опт}}^{\text{АБ}}$ и

$P_{\text{опт}}^{\text{АБ}}$. Максимальное значение $\frac{\partial R^{\text{АБ}}}{\partial P^{\text{АБ}}} = 2$ имеет место в области малых $P^{\text{АБ}}$,

т.е. здесь каждый дополнительный 1 кВт пропускной способности МЭП может заменить по 1 кВт резерва в каждой ЭЭС. Каждому соотношению $\frac{z_{\text{МЭП}}}{z_{\text{рез}}}$

соответствует своё оптимальное значение коэффициента снижения резерва по отношению к изолированной работе (рис. 3.5).

$$k_{\text{сокр}} = \frac{\Delta R}{R_{\text{из}}^{\text{А}} + R_{\text{из}}^{\text{Б}} - R_{\Sigma}^{\text{АБ}}}.$$

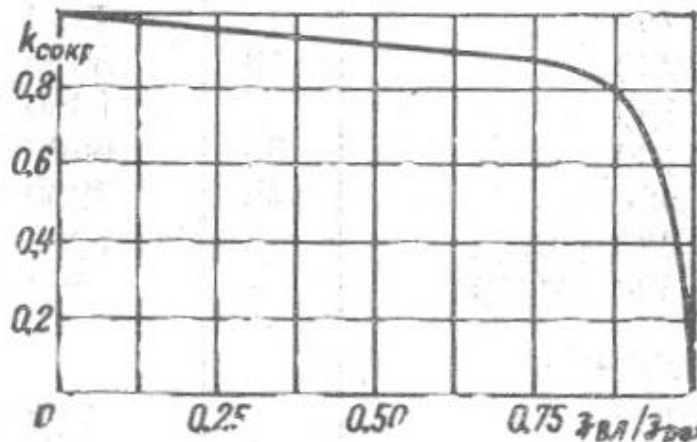


Рис. 3.5. Зависимость снижения резерва от экономических показателей ЭЭС

В условиях ЕЭС $k_{\text{сокр}} \approx 0,9$.

Недостатками рассмотренной методики являются: неучёт аварийных отключений МЭП; невозможность использования для сложных схем ОЭС.

4. УЧЁТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЭС

4.1. Типы электростанций и их эксплуатационные характеристики

При анализе режимов электростанций используются следующие характеристики:

1. Расходные (энергетические) характеристики. Зависимость расхода энергоресурса от часовой нагрузки электростанции (агрегата).
2. Регулировочный диапазон электростанции (минимальная, максимальная мощности)

$$\alpha_{\text{рег}} = \frac{P_{\text{расп}} - P_{\text{min}}}{P_{\text{расп}}} 100\% .$$

3. Графики изменения энергоотдачи электростанции в годовом разрезе. Графики изменения среднемесячных и располагаемых мощностей электростанции в зависимости от ограничений на энергоресурсы.

4. Скорость набора и снижения нагрузки на электростанции в нормальных и аварийных режимах.

Рассмотрим характеристики отдельных типов электростанций.

ГЭС. Используются только для выработки электроэнергии или в составе водохозяйственного комплекса. Сток рек неравномерен в годовом и многолетнем разрезах. Где возможно при ГЭС сооружают водохранилища сезонного и многолетнего регулирования. Водно-энергетические характеристики ГЭС определяют путём водохозяйственных расчётов на основе статистических данных многолетних наблюдений за стоком рек.

Различают низконапорные ГЭС $h \leq 25$ м,

средненапорные $25 < h \leq 80$ м,

высоконапорные $h > 80$ м.

Основными характеристиками являются:

$P_{уст}^{гэс}$ – установленная мощность;

$\mathcal{E}_{ср.мн}^{гэс}$ – среднегодовое производство электроэнергии;

$P_{расп}^{гэс}$ – располагаемая мощность;

$P_{гар}^{гэс}$ – гарантированная зимняя среднемесячная мощность ГЭС

для условий маловодного года (для составления балансов мощности и др.);

$P_{баз}^{гэс}$ – базисная мощность, определяемая обязательным попуском воды.

Энергетические и технико-экономические показатели ГЭС существенно зависят от природных условий (табл. 4.1). Агрегаты для каждой ГЭС проектируются индивидуально.

Таблица 4.1. – Характеристики ГЭС

| ГЭС | Река | H_{max} , м | Регулирование | $P_{уст}^{гэс}$, МВт | $P_{гар}^{гэс}$, МВт | $\mathcal{E}_{ср.мн}^{гэс}$, млн. кВт·ч |
|--------------|--------|------------------|---------------|--------------------------|--------------------------|--|
| Волжская | Волга | 27 | сезонное | 2300 | 807 | 10900 |
| Воткинская | Кама | 22,5 | сезонное | 1000 | 183 | 2388 |
| Красноярская | Енисей | 103 | многолетнее | 6000 | 1800 | 20400 |
| Братская | Ангара | 106 | многолетнее | 4100 | 2420 | 22400 |

ГЭС – высокоманевренная станция. Регулировочный диапазон

$$\alpha_{рег}^{гэс} = \frac{P_{расп}^{гэс} - P_{баз}^{гэс}}{P_{расп}^{гэс}} 100\% \approx 100\% .$$

Гидроагрегаты обладают высокой скоростью набора и сброса нагрузки. Набор полной нагрузки из остановленного состояния осуществляется за 1 – 2 мин.

Расходная характеристика ГЭС приведена на рис. 4.1. Наклон расходной характеристики существенно зависит от напора H .

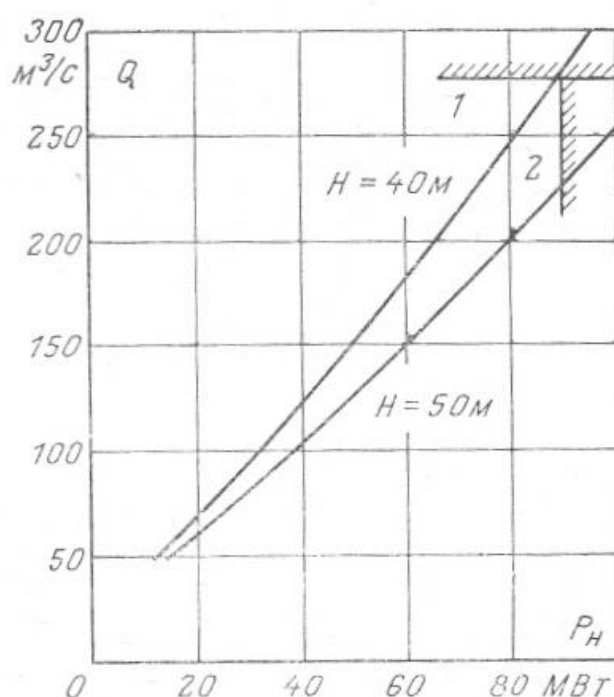


Рис. 4.1 Расходная характеристика средненапорной ГЭС

Основным экономическим преимуществом ГЭС перед ТЭС является низкая себестоимость выработки энергии. В то же время ГЭС требует существенно более высоких капиталовложений.

В связи с высокими маневренными качествами оборудования ГЭС их стремятся использовать в переменной части графика нагрузок ($T_{\text{исп}} = 1000 - 1500$ ч/год). Использование ГЭС в пиковой и полупиковой зонах графика даёт возможность увеличить их установленную мощность за счёт установки дешёвых дополнительных агрегатов без существенного изменения затрат в основные сооружения ГЭС.

ГАЭС. Имеют высокоманевренные гидроагрегаты. Используются для работы в переменной части графика нагрузки. В часы максимальных нагрузок ГАЭС вырабатывает электроэнергию за счёт сработки воды верхнего бассейна в нижний (турбинный режим). В часы ночного провала графика нагрузки ГАЭС перекачивает воду из нижнего бассейна обратно в верхний (насосный режим). Агрегаты ГАЭС получают энергию от ТЭС или АЭС.

Основное влияние на режим работы ГАЭС в суточном графике оказывают два фактора:

1. Соотношение экономии затрат на выработку электроэнергии ТЭС, отключаемых при работе ГАЭС в турбинном режиме, и дополнительных затрат на ТЭС при работе ГАЭС в насосном режиме. К.п.д. суточного цикла около 70 %.

2. Соотношение насосной и турбинной мощностей ГАЭС, зависящее от характеристик оборудования. При $h > 400$ м используется трёхмашинная схема (синхронный генератор – двигатель, гидротурбина, насос). При более низких напорах – двухмашинная схема (синхронный генератор – двигатель, обратимая гидротурбина).

Для пиковых ГАЭС длительность работы в турбинном режиме 4 – 6 ч в сутки. Работа в насосном режиме – 5 – 10 ч. Насосная мощность больше турбинной в 1,05 – 1,15 раза. Время набора полной турбинной мощности 1,5 – 2,5 мин. Время перехода из насосного режима в турбинный 1,7 – 3,0 мин., из турбинного в насосный – 5 – 12 мин. Регулировочный диапазон ГАЭС $\alpha_{\text{рег}}^{\text{гаэс}} \approx 200\%$.

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии ГАЭС зависит от структуры и показателей электростанций, от которых осуществляется заряд ГАЭС.

КЭС на органическом топливе обеспечивают основную долю производства электроэнергии (более 45 %) в России. Располагаемая мощность КЭС не зависит от режима электропотребления и работы электростанции (зависит от плановых ремонтов).

Используют блоки 150, 200 МВт с параметрами пара 13 МПа, 565 °С, блоки 300, 500, 800 МВт с параметрами пара 24 МПа, 540 °С, блоки 1200 МВт (565 °С, 24 МПа). Проектная мощность КЭС с блоками 300 – 800 МВт в Европейской части страны составляет 2400 – 3800 МВт, с блоками 800 МВт в Сибири – 6400 МВт.

При 6 – 8 блоках базисные КЭС характеризуются следующими показателями.

Таблица 4.2. – Характеристики КЭС

| Параметры пара | Вид топлива | Удельный расход топлива b , г/кВт·ч |
|----------------|----------------|---------------------------------------|
| 13 МПа, 565 °С | Газ, мазут | 325 – 335 |
| | Каменный уголь | 335 – 345 |
| 24 МПа, 540 °С | Газ, мазут | 315 – 320 |
| | Каменный уголь | 325 - 335 |

Эксплуатируется неблочное оборудование с параметрами пара 9 МПа, 500 – 535 °С мощностью 25 – 100 МВт. Удельный расход условного топлива на таких электростанциях $b=400 – 600$ г/кВт·ч.

Регулировочный диапазон КЭС ограничивается устойчивостью работы котла (табл. 4.3).

Таблица 4.3. – Маневренные возможности КЭС

| Вид блока | Минимум нагрузки блока, % от $P_{\text{ном}}$ |
|--|---|
| На твёрдом топливе с жидким шлакоудалением | 75 |
| Прочие на твёрдом топливе | 60 |
| На газомазутном топливе | 50 |

Маневренные свойства блочных КЭС существенно зависят от возможностей останова блоков в течение суток или недели. Останов связан со значительным изменением температурного режима, возникновением температурных перенапряжений. Существуют ограничения на остановки блоков в зависимости от параметров пара и длительности периода эксплуатации. Ежесуточный останов допускается у части блоков 13 МПа. При 24 МПа останов – только по требованиям недельного регулирования. Ограничивается число одновременно остановленных блоков на электростанции. Соблюдение температурного режима обуславливает длительность пусков блоков и ограничивает скорость набора нагрузки (рис. 4.2).

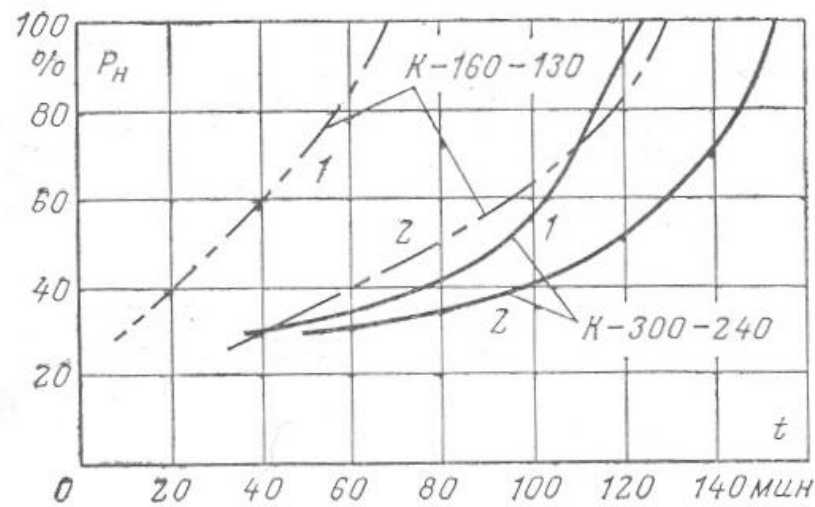


Рис. 4.2. Графики набора нагрузки
 1 – останов на 6 – 10 часов;
 2 – останов на 30 – 35 часов.

У неблочных КЭС более широкие возможности отключения котлов и работы турбогенераторов с пониженной нагрузкой (8 – 10 % от $P_{\text{ном}}$).

Расход топлива определяется по энергетическим (расходным) характеристикам. При проектировании нелинейные характеристики (рис. 4.3,а) аппроксимируют двухзонными (однозонными) кусочно-линейными зависимостями (рис. 4.3,б). Часовой расход топлива равен

$$\begin{cases} B = \beta_{xx} P_{\text{ном}} + \beta'_k P, & \text{при } P \leq P' \\ B = \beta_{xx} P_{\text{ном}} + \beta'_k P' + \beta''_k (P - P'), & \text{при } P > P'. \end{cases}$$

Характеристики некоторых агрегатов КЭС приведены в табл. 4.4.

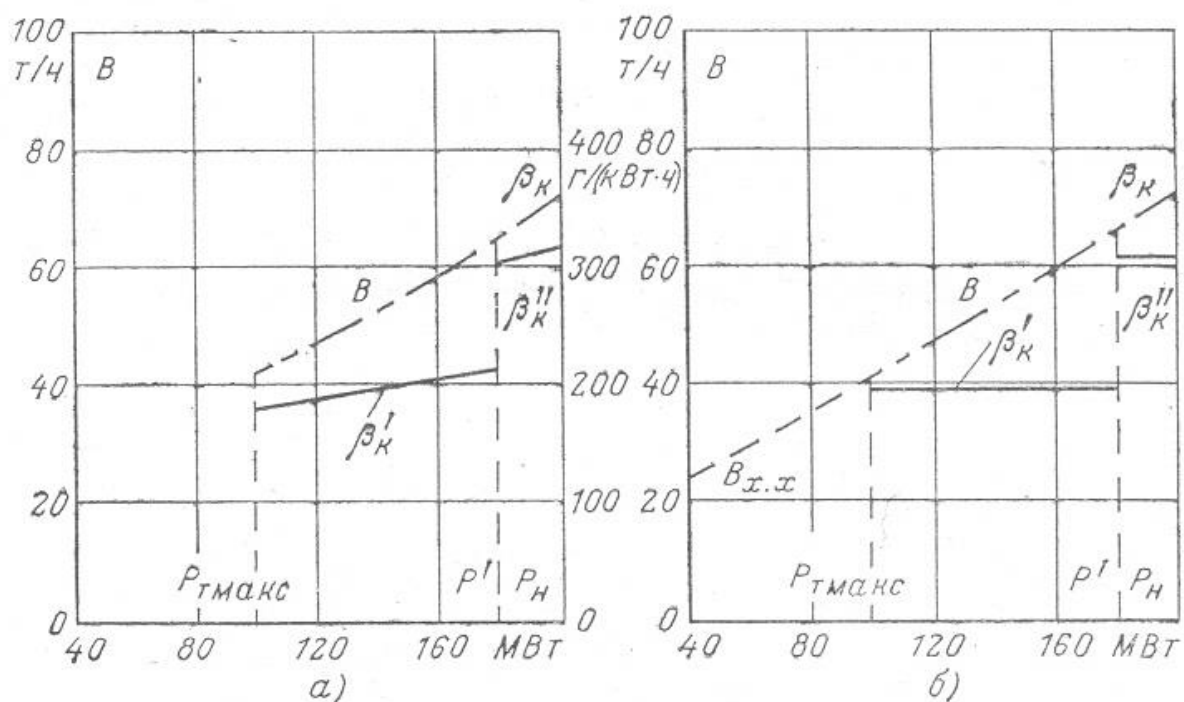


Рис. 4.3. Энергетические характеристики блока КЭС

Таблица 4.4. – Энергетические характеристики КЭС

| Тип агрегата | Топливо | Мощность, МВт | | Коэффициенты энергетической характеристики, т/МВт | | |
|--------------|---------|------------------|------|---|----------|-----------|
| | | $P_{\text{ном}}$ | P' | β_{xx} | β' | β'' |
| К-1200-240 | Мазут | 1200 | 1200 | 0,0225 | 0,283 | 0,283 |
| К-800-240 | Мазут | 800 | 800 | 0,0240 | 0,284 | 0,284 |
| К-500-240 | Уголь | 500 | 410 | 0,0296 | 0,282 | 0,298 |
| К-300-240 | Уголь | 300 | 300 | 0,0250 | 0,293 | 0,293 |
| ГТУ-100-750 | Газ | 100 | 100 | 0,11 | 0,350 | 0,350 |

При пуске блоков возникают дополнительные расходы топлива (табл. 4.5).

Таблица 4.5. – Пусковые расходы топлива КЭС

| Тип агрегата | Пусковые потери, т | |
|--------------|--------------------------|----------------------------------|
| | При останове на 8 – 10 ч | При пуске из холодного состояния |
| К-100-90 | 8 | 30 |
| К-150-130 | 25 | 50 |
| К-200-130 | 30 | 60 |
| К-300-240 | 80 | 150 |

ТЭЦ. Предназначаются для комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Размещение, мощность, состав и количество агрегатов ТЭЦ определяются параметрами тепловых нагрузок. Средний радиус действия ТЭЦ 1 – 2 км по технологическому пару и 5 – 8 км по горячей воде для отопления. Мощность ТЭЦ не превышает 300 – 500 МВт.

На ТЭЦ устанавливают три типа турбин:

- с теплофикационными отборами типа Т, используемые для теплоснабжения в отопительных системах. Отработанный пар через регулируемые отборы поступает на подогрев сетевой воды;
- турбины типа ПТ с теплофикационными и промышленными отборами (горячее водоснабжение и отработанный пар);
- турбины с противодавлением типа Р. Весь пар поступает к потребителям.

Турбины типов Т и ПТ при неполной загрузке отборов могут работать по электрическому графику, развивая в случае необходимости номинальную электрическую мощность (рис. 4.4). Мощность турбин типа Р определяется их тепловой нагрузкой.

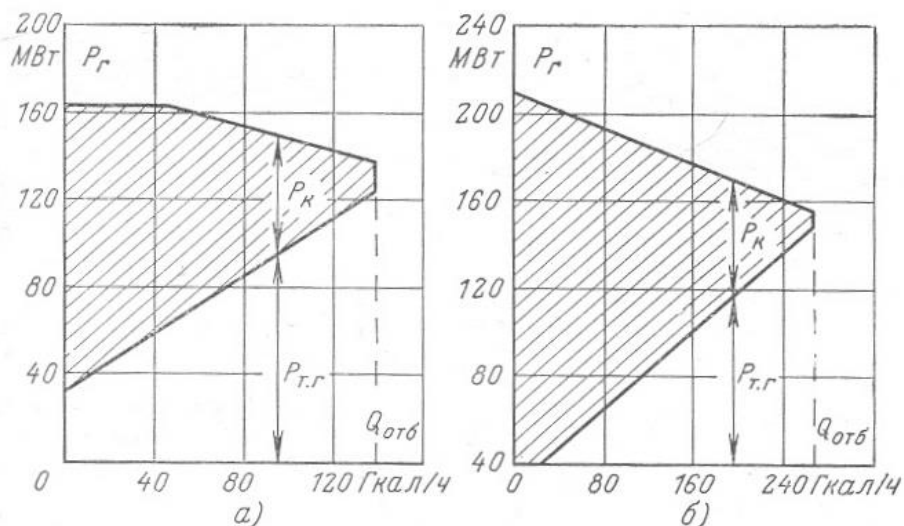


Рис. 4.4. Зависимость электрической нагрузки ТЭЦ от тепловой:

$P_{тг}$ - мощность на тепловом потреблении;

$P_{к}$ - мощность конденсационная.

ТЭЦ характеризуется большими удельными капиталовложениями, чем КЭС (520 – 660 дол./кВт для ТЭЦ и 420 – 550 дол./кВт для КЭС), но значительно меньшим удельным расходом топлива на выработку электроэнергии при работе по тепловому режиму:

$$b_{\text{э тепл}}^{\text{ТЭЦ}} = 146 - 228 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч},$$

$$b_{\text{э конд}}^{\text{ТЭЦ}} = 278 - 406 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч},$$

$$b_{\text{тепл}}^{\text{ТЭЦ}} = 170 \text{ кг/Гкал}.$$

При выполнении перспективных расчётов предполагается, что в момент прохождения зимнего максимума турбины ТЭЦ полностью загружены по теплу.

При тепловых нагрузках, соответствующих мощностям ТЭЦ менее 200 – 300 МВт, сооружение ТЭЦ с теплофикационными турбинами, как правило, экономически не целесообразно.

ГТЭС обладает высокими маневренными качествами. Время пуска из холодного состояния 30 – 40 мин. Расход топлива на пуск – ~3,5 т. Удельные капиталовложения составляют 300 – 340 дол./кВт, но удельный расход топлива достигает 450 – 550 г/кВт·ч. Используется жидкое топливо или природный газ. Основной тип газотурбинных агрегатов ГТ-100-150 мощностью 100 МВт.

ГТЭС предназначены для работы в пиковой части графика нагрузки (500 – 1000 час в год) и несения резервных функций. Установка газовых турбин (ГТ) осуществляется в центрах нагрузок на территории действующих ТЭС. ГТ могут применяться в комбинации с паровыми турбинами (ПТ), образуя парогазовые установки (ПГУ). Удельные капиталовложения в ПГУ составляют 400 – 500 дол./кВт. К.п.д. ПГУ выше, чем у ГТ и ПТ в отдельности.

АЭС. Это паротурбинные электростанции, использующие в качестве энергетического ресурса ядерное топливо. В качестве горючего используют тепловыделяющие элементы (ТВЭЛ) из природного или слабо обога-

щённого урана. На АЭС используют реакторы на тепловых нейтронах РБМК и ВВЭР.

РБМК – замедлитель – графит, теплоноситель – вода. Обычно одноконтурные установки.

ВВЭР – замедлитель – вода, теплоноситель – вода. Двухконтурные установки.

Проектируют АЭС с 4 – 6 блоками 1000 – 1500 МВт. В блоках РБМК-1000 и ВВЭР-1000 устанавливают по 2 турбоагрегата мощностью по 500 МВт на 3000 или 1500 об/мин. В блоках ВВЭР-1000 возможно использование одного турбоагрегата 1000 МВт на 1500 об/мин.

АЭС требуют большего количества циркуляционной воды для охлаждения, чем КЭС, из-за низких параметров пара (6,0 – 6,5 МПа). Это является ограничением на размещение АЭС

Удельные капиталовложения в АЭС (1070 дол./кВт) в 1,8 – 2 раза выше, чем в КЭС.

4.2. Расчёт суточных режимов ЭЭС при проектировании

Основными целями расчётов суточных режимов электростанций являются:

1. проверка использования в балансе мощности ЭЭС электростанций с ограниченными энергоресурсами (ГЭС, ГАЭС и др.);
2. анализ режимов работы ТЭС в суточных графиках. Проверка маневренных возможностей существующего оборудования. Формирование требований к новому оборудованию;
3. Определение характерных режимов загрузки сети ЭЭС;
4. Определение загрузки электростанций в характерных режимах для последующего расчёта режимов электрической сети.

Увязка режимов работы электростанций с оптимальной структурой ТЭК выполняется при оптимизации перспективных режимов по критерию минимума приведённых затрат на топливо в ЭЭС. Оценка затрат z_T различных видов топлива выполняется по замыкающим затратам на топливо. Замыкающие затраты отражают дефицитность топлива, стоимость перевозки по районам страны.

Рассматривают режимы работы электростанций в графиках нагрузки зимних рабочих суток для периода прохождения максимума нагрузки энергосистемы или энергообъединения. Необходимость рассмотрения других характерных суток (зимних выходных дней, рабочих и выходных дней лета и периодов паводка) определяется в каждом конкретном случае в зависимости от целей расчётов, состава электростанций и структуры электропотребления энергосистемы. Для выполнения расчётов экономически обоснованных режимов работы электростанций или планирования поставок мощности на оптовый рынок электроэнергии определяется участвующая в расчётах рабочая мощность электростанций $P_{\text{раб}}$, которая может быть использована для покрытия нагрузки или частично выведена в резерв в зависимости от экономических показателей.

Участвующая в покрытии графика нагрузки рабочая мощность является частью располагаемой мощности ($P_{\text{расп}}$), за исключением ремонтного резерва ($P_{\text{тек.рем}}$, $P_{\text{кап.рем}}$), средней величины резерва для компенсации аварийного снижения мощности ($P_{\text{ав.рем}}$), вращающегося резерва ($R_{\text{вр}}$), входящего в состав оперативного, и стратегического резерва.

$$P_{\text{раб}} = P_{\text{расп}} - P_{\text{тек.рем}} - P_{\text{кап.рем}} - P_{\text{ав.рем}} - R_{\text{вр}}.$$

Вывод оборудования в текущий и аварийный ремонты учитывается для КЭС, ТЭЦ и АЭС. Вывод оборудования в капитальный ремонт (если это

необходимо) учитывается только для КЭС. Мощность $P_{\text{тек.рем}}$ и $P_{\text{кап.рем}}$ определяют по нормативным данным. Мощность $P_{\text{ав.рем}}$ равна

$$P_{\text{ав.рем}} = \sum_{i=1}^n P_{ai} m_i q_i,$$

где P_{ai} – единичная мощность агрегата i -го типа;

m_i – число агрегатов i -го типа;

q_i – аварийность агрегата i -го типа.

Суммарная мощность ремонтов (текущего и аварийного) распределяется между электростанциями одного типа пропорционально их мощности. Для блочных КЭС мощность оборудования, находящегося в ремонте округляется до целого блока. Для АЭС, ТЭЦ и КЭС с поперечными связями ремонтная мощность условно не связывается с выводом в ремонт целого числа агрегатов, а учитывается в виде соответствующего снижения рабочей мощности.

Часть оперативного резерва $(2 - 3 \%) P_{\text{max}}$, но не менее мощности крупнейшего агрегата, рассматривается в качестве вращающегося резерва мощности $R_{\text{вр}}$. Вращающийся резерв размещается на конкретных станциях, предназначенных для его несения. Вращающийся резерв размещается, прежде всего, на ГЭС и ГАЭС и составляет до $10 - 15 \%$ их $P_{\text{расп}}$. На ТЭЦ может быть размещён $R_{\text{вр}}$ до 5% их $P_{\text{расп}}$. Возможно размещение $R_{\text{вр}}$ на наименее экономичных КЭС.

Холодный резерв размещают на КЭС. Вывод мощности КЭС в холодный резерв не должен превышать размера останова мощности на КЭС в выходные дни.

При расчётах режимов электростанций ЭЭС представляют в виде энергоузлов, соединённых связями с ограниченными пропускными способностями. Учёт пропускных способностей в большинстве случаев оказывает суще-

ственное влияние на режимы электростанций. Нахождение оптимального режима электростанций резко усложняется. В простейшем случае определяют оптимальный режим для одноузловой ЭЭС, а затем корректируют нагрузки электростанций при нарушении ограничений по пропускной способности связей.

4.2.1. Вписывание ГЭС и ГАЭС

Участие ГЭС в покрытии нагрузки зимних рабочих суток определяют исходя из заданной гарантированной среднемесячной мощности ГЭС $P_{\text{ГЭС}}^{\text{гар}}$ и суточного ресурса энергии. Участие ГЭС должно обеспечить максимальное снижение потребной мощности ТЭС. Участие ГЭС в покрытии нагрузки во все часы не должно быть меньше заданной $P_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}$ (зона 8 на рис. 4.5).

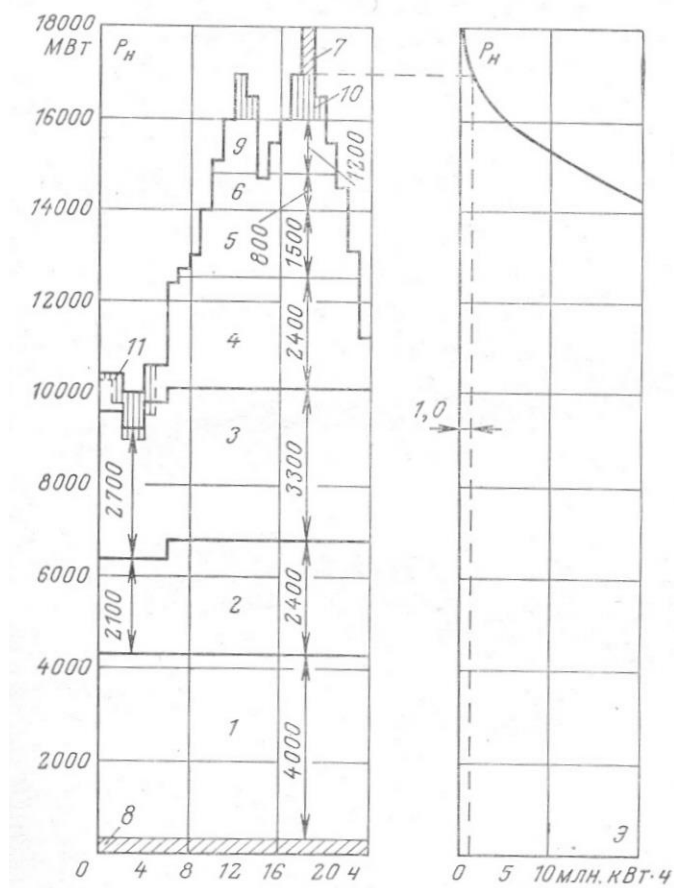


Рис. 4.5. Вписывание ГЭС и ГАЭС с использованием ИКН

В другие сутки участие ГЭС определяется главным образом условиями полного использования суточного ресурса энергии и максимального выравнивания нагрузки ТЭС.

Для вписывания ГЭС определяют $P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$.

$$P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = P_{\text{расп}}^{\text{ГЭС}} - P_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} - R_{\text{вр}}^{\text{ГЭС}},$$

$$W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \left(k_{\text{нед}}^{\text{ГЭС}} P_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} - P_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} \right) 24,$$

где $k_{\text{нед}}^{\text{ГЭС}}$ – коэффициент недельного регулирования ($k_{\text{нед}}^{\text{ГЭС}} = 1,0 - 1,2$). Он учитывает неравномерность недельного режима электропотребления и регулировочные возможности водохранилища.

$P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ используют для определения зоны работы ГЭС в графике нагрузки. Для приближённого расчёта определение зоны основано на построении интегральной кривой нагрузки (ИКН) $P_{\text{н}} = f(\Theta)$ (рис. 4.5). Суточный график разбивают на зоны с постоянным шагом ΔP , начиная от P_{max} графика нагрузки. Подсчитывают площадь участка графика Θ_k , заключённого между уровнем P_{max} и текущим значением мощности

$$P_k = P_{\text{max}} - k\Delta P, \quad k = 0, 1, 2, \dots$$

На графике ИКН откладывают очередную точку с координатами Θ_k и P_k .

Используя $P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$, строят прямоугольный треугольник, катетами которого являются указанные величины. Необходимо расположить треугольник так, чтобы катеты были параллельны осям и вершины треугольника опирались на ИКН. Зона суточного графика, в которой нагрузку покрывает ГЭС

(зона 7 на рис. 4.5), определяют проектированием координат вершин треугольника на суточный график нагрузки.

Если в ЭЭС имеется несколько ГЭС, то их вписывают в график в порядке возрастания числа часов использования располагаемой мощности ГЭС

$$h^{\text{ГЭС}} = \frac{W_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}}{P_{\text{расп}}^{\text{ГЭС}}}.$$

Вписывание ГАЭС в суточный график нагрузки при работе в турбинном режиме аналогично вписыванию ГЭС. Суточная выработка энергии ГАЭС определяется с учётом потребления ГАЭС в насосном режиме.

$$W_{\text{турб}}^{\text{гаэс}} = W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}} \cdot \eta,$$

где η – к.п.д. ГАЭС ($\eta \approx 0,7$).

Потребление ГАЭС в насосном режиме равно

$$W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}} = \frac{P_{\text{расп}}^{\text{гаэс}} h_{\text{турб}}^{\text{гаэс}}}{\eta},$$

где $P_{\text{расп}}^{\text{гаэс}}$ – проектная располагаемая мощность ГАЭС;

$h_{\text{турб}}^{\text{гаэс}}$ – число часов работы в турбинном режиме (4 – 6 час).

Суточный график нагрузки корректируют в часы ночного провала, увеличивая нагрузку таким образом, чтобы дополнительная площадь графика была равна $W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}}$ (зона 11 на рис. 4.5).

Вписывание ГАЭС осложняется тем, что выработка электроэнергии в ЭЭС расходуется в насосном режиме. Экономия затрат на ТЭС при работе ГАЭС в турбинном режиме нужно сопоставлять с дополнительными затратами на ТЭС при работе ГАЭС в насосном режиме. В ряде случаев целесооб-

разно недоиспользование мощности ГАЭС и снижение выработки электроэнергии ГАЭС.

4.2.2. Определение состава оборудования ТЭС, работающих в час максимальной нагрузки

Из графика нагрузки ЭЭС вычитают графики нагрузки ГЭС и ГАЭС с учётом работы в пиковой и базисной зонах. Оставшуюся нагрузку ЭЭС распределяют между КЭС, ТЭЦ, АЭС, ГТС. При прохождении максимума нагрузки суммарная мощность включённого оборудования электростанций должна превышать максимум нагрузки. Если рабочая мощность всех ТЭС существенно превышает указанную величину, то определяют оптимальный состав оборудования, включённого в час максимальной нагрузки. Для этого сопоставляют суточные затраты на топливо при работе всех исправных агрегатов и при выводе части их в холодный резерв.

Если использовать однозонные энергетические характеристики, то целесообразность вывода i -го агрегата КЭС или ГТС в холодный резерв проверяется по выражению:

$$z_{Ti}(\beta_{xxi}P_{номi} + \beta'_iP_i) > z_{Tj}\beta'_jP_i,$$

где z_{Ti} – стоимость топлива, расходуемого i -м агрегатом;

β_{xxi}, β'_i – коэффициенты энергетической характеристики i -го агрегата;

P_i – нагрузка i -го агрегата до отключения;

z_{Tj} – стоимость топлива, расходуемого j -м агрегатом, который воспринимает нагрузку P_i ;

β'_j – коэффициент энергетической характеристики j -го агрегата.

Левая часть выражения – экономия затрат, правая – дополнительные затраты.

4.2.3. Экономичное распределение нагрузки между ТЭС по часам суток

При снижении нагрузки оптимальный состав работающего оборудования определяют путём сопоставления затрат на топливо при работе максимального количества агрегатов со сниженной нагрузкой или уменьшенного количества агрегатов с увеличенной нагрузкой плюс дополнительные затраты на ежесуточный пуск и останов агрегата. Приблизённо экономичность останова агрегата может быть определена по величине $S_{ост\ i}$. $S_{ост\ i}$ – это разность снижения затрат на топливо при останове агрегата, работающего на техническом минимуме, на $\tau_{пр}$ часов и перерасхода затрат на топливо при пуске.

$$S_{ост\ i} = z_{т\ i} \frac{(\beta_{хх\ i} P_{ном\ i} + \beta'_i P_{мин\ i}) \tau_{пр} - B_{пуск-ост\ i}}{P_{мин\ i} \tau_{пр}},$$

где $P_{мин\ i}$ – минимальная нагрузка i -го агрегата;

$B_{пуск-ост\ i}$ – расход топлива на пуск и останов.

Останавливают агрегат, для которого $S_{ост\ i}$ – максимальное.

При выборе останавливаемого агрегата следует иметь ввиду следующее.

1. АЭС размещают в базисной части графика без разгрузки в ночные часы.
2. ТЭЦ также размещают в базисной части. В зимнее время они полностью загружены по теплу и в дневное время работают с полной располагаемой мощностью за вычетом ремонтного и оперативного резервов. Раз-

грузка ТЭЦ в ночные часы зависит от характера тепловой нагрузки (табл. 4.6).

Таблица 4.6. – Возможности снижения нагрузки ТЭЦ

| Тип агрегата | Зимний период | | | Неотопительный сезон |
|--------------|-----------------------------|--------------|-------------|----------------------|
| | Рабочие дни, ночные часы | Выходные дни | | |
| | | Дневные часы | Ночные часы | |
| Р | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,90 |
| Т | 0,86 | 0,86 | 0,70 – 0,75 | 0,15 |
| ПТ | 0,66 – 0,70 | 0,66 – 0,70 | 0,66 – 0,70 | 0,43 – 0,52 |

Оставшуюся нагрузку распределяют между КЭС, ГТС, ПГУ и конденсационной мощностью ТЭЦ. Для этого используются характеристики относительных приростов расхода топлива с учётом стоимости топлива. Нагрузка ТЭС обратно пропорциональна величине $z_{Ti}\beta'_i$:

$$\frac{P_i^{\text{ТЭС}}}{P_{i+1}^{\text{ТЭС}}} = \frac{z_{Ti+1}\beta'_{i+1}}{z_{Ti}\beta'_i}.$$

Без учёта зависимости потерь мощности от загрузки электростанций распределение нагрузки между станциями можно выполнить графически (рис. 4.6).

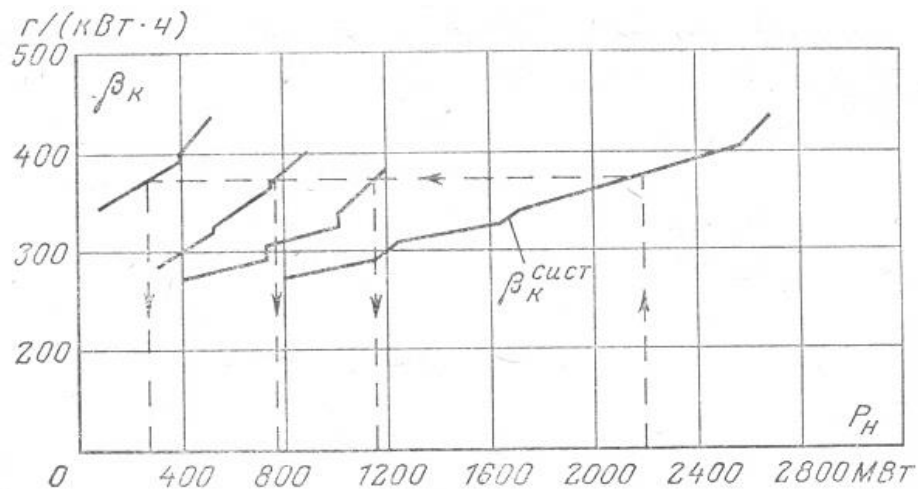


Рис. 4.6. Распределение нагрузки по ХОП

4.3. Годовые режимы работы электростанций

Целями расчётов годовых режимов являются:

- определение числа часов использования установленных мощностей электростанций;
- оценка затрат на топливо по сравниваемым вариантам;
- составление балансов энергии ЭЭС.

При решении этих задач необходима увязка годовых и суточных режимов электростанций. Для этого должны быть решены 2 задачи:

1. Увязка суммарных годовых ограничений на энергоресурсы с соответствующими ограничениями в характерные сутки. Для ГЭС на основе водно-энергетических расчётов в годовом разрезе в различных условиях водности определяют зимнюю гарантированную мощность, средне многолетнюю выработку электроэнергии.

2. Определение годовых показателей производства электроэнергии и потребления энергоресурсов по ограниченному числу расчётов режимов характерных суток.

При определении годовых показателей работы электростанций необходимо выделить характерные сезоны. Количество сезонов определяется длительностью отопительного сезона, календарной продолжительностью зимы, лета, паводка. Для каждого из выделенных сезонов необходимы расчёты в характерных суточных графиках.

Для каждого сезона определяется характерное число суток путём сопоставления потребления электроэнергии в характерных сутках с потреблением электроэнергии в рассматриваемом сезоне.

$$n_{\text{сут } s} = \frac{W_{\text{сез } s}}{W_{\text{сут } s}}.$$

Число $n_{\text{сут } s}$ используется для определения выработки электроэнергии j -й электростанцией за сезон и расхода топлива за сезон.

$$W_{js}^{\text{эс}} = W_{j\text{сут } s}^{\text{эс}} \cdot n_{\text{сут } s},$$

$$B_{js}^{\text{эс}} = B_{j\text{сут } s}^{\text{эс}} \cdot n_{\text{сут } s},$$

$$T_{\text{исп } j} = \frac{W_{j\text{год}}^{\text{эс}}}{P_{\text{уст } j}}.$$

Для АЭС и базисных КЭС $T_{\text{исп } j}$ (табл. 4.7) не должно превосходить предельного технически возможного числа часов работы, при определении которого необходимо учитывать простои в текущем, капитальном и аварийном ремонтах.

Таблица 4.7. – Число часов использования установленной мощности электростанций

| Типы электростанций | ОЭС Северо-Запада | ОЭС Центра | ОЭС Средней Волги | ОЭС Урала | ОЭС Юга | ОЭС Северного Кавказа |
|----------------------------|-------------------|------------|-------------------|-----------|-----------|-----------------------|
| ГЭС | 3800 | 3800 | 3600 | 2800 | 1900 | 3000 |
| ГАЭС | 1000—1300 | 1000—1300 | — | — | 1000—1300 | — |
| ГТУ | 500 | 500 | — | — | 500—800 | 500—800 |
| Полупиковые КЭС | 2000 | 2500 | — | — | 3000 | — |
| Неблочное оборудование КЭС | 2000 | 2500 | — | 3000 | 3000 | 3000 |
| Энергоблоки КЭС 13 МПа | 4000 | 4000 | 3000 | 5000 | 4500 | 5000 |
| Энергоблоки КЭС 24 МПа | 4800 | 5000 | — | 6000 | 5500 | 5800 |
| АЭС | 6000 | 6000 | 6200 | 6500 | 6200 | 6200 |
| ТЭЦ | 5100 | 5500 | 5900 | 6000 | 5800 | 5500 |

Для АЭС $T_{\text{исп пред}}^{\text{АЭС}} = 6500 - 7000$ ч/год. Для ТЭЦ в качестве $T_{\text{исп пред}}$ берут число часов использования ТЭЦ при выработке электроэнергии по тепловому режиму. $T_{\text{исп пред}}^{\text{ТЭЦ}} = 5500$ ч/год.

Точность определения $T_{\text{исп } j}$ тем выше, чем больше характерных суток рассчитывается. Погрешность определения $T_{\text{исп } j}$ не превышает 10 %.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЭС

5.1. Критерии оптимальности развития ЭЭС

Для обоснования эффективности вариантов развития электрических сетей используются критерии:

- а) эффективность с позиции интересов национального хозяйства страны в целом;
- б) коммерческая (финансовая) эффективность, учитывающая финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников.

Для электросетевых объектов монопольного регулируемого сектора энергетики оценивается только общественная эффективность. Для объектов конкурентного сектора энергетики, финансируемых коммерческими организациями, оцениваются оба вида эффективности.

При проведении экономических расчётов по сооружаемому электросетевому объекту (ВЛ и подстанций) следует учитывать ряд особенностей.

Первая заключена в том, что прибыль образуется в процессе производства, передачи, распределения и реализации электроэнергии, т.е. в результате совместного участия электростанций, электрических сетей и потребителя. Поэтому при определении эффективности капитальных вложений в электро-

сетевые объекты должна учитываться часть общей прибыли энергосистемы от реализации электроэнергии.

Вторая особенность состоит в том, что по своему назначению электросетевые объекты могут быть подразделены на сооружаемые для:

- а) выдачи мощности электростанций;
- б) увеличения пропускной способности участков сети в связи с ростом перетоков;
- в) усиления электроснабжения узлов нагрузки и внешнего электроснабжения потребителей;
- г) сокращения потерь электроэнергии в сети;
- д) повышения надёжности электроснабжения.

Как правило, сооружаемые объекты относятся к группам «а» – «в», для которых характерно, что их ввод приводит к увеличению пропускной способности сети. В результате обеспечивается передача дополнительной электроэнергии потребителям и образование прибыли в энергосистеме.

Стоимостная оценка результата сооружения электрической сети определяется по формуле

$$O_{pt} = T_{\text{э}} (jW - \delta W) + \Delta\Pi, \quad (5.1)$$

где $T_{\text{э}}$ – средневзвешенный тариф на электроэнергию в данной энергосистеме;

W – дополнительное поступление электроэнергии в сеть, обусловленное сооружением электросетевого объекта;

j – доля стоимости реализации электроэнергии, относимая на электрическую сеть (табл. 5.1);

δW – изменение потерь электроэнергии в сети;

$\Delta\Pi$ – увеличение прибыли за счёт повышения надёжности и других факторов, влияющих на экономический эффект.

Таблица 5.1. – Значения коэффициента j

| Номинальное напряжение сети, кВ | 750 – 500 | 330 – 220 | 110 – 35 | В целом |
|---------------------------------|-----------|-----------|----------|---------|
| Коэффициент j | 0,04 | 0,09 | 0,17 | 0,30 |

Численные значения величин W , δW в (5.1) определяется в зависимости от назначения электросетевого объекта:

- если сооружаемый объект предназначен для выдачи мощности электростанции или внешнего электроснабжения узла нагрузки по радиальной схеме, то W соответствует энергии поступившей в данный объект, а δW – потери в этом объекте (ЛЭП, ПС);
- если объекты сооружаются в замкнутой сети, и их ввод приводит к перераспределению потоков мощности в существующих элементах сети, то W соответствует дополнительной электроэнергии, которая будет поступать в сеть рассматриваемого района в связи с вводом проектируемых объектов, а δW - изменение потерь в этой сети:

$$\delta W = \Delta W'' - \Delta W',$$

где $\Delta W''$ – потери в сети после ввода объектов;

$\Delta W'$ – потери в сети до ввода объектов.

Определение эффективности капитальных вложений в объекты групп «г» и «д» сводятся к тому, что сокращение потерь или снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии соответствует увеличению реализации и, как следствие, увеличению прибыли в энергосистеме.

Для оценки эффективности капитальных вложений используются простые и интегральные критерии (рис.5.1). Простые критерии не учитывают всю продолжительность срока жизни проекта и неравнозначность денежных потоков. Они используются для экспресс-оценки проектов на предварительных стадиях разработки. Интегральные (динамические) критерии оперируют

с показателями работы проектируемых объектов по годам расчётного периода с учётом фактора времени. В интегральных критериях расходы и доходы, разнесённые во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени $T_{\text{пр}} (T_{\text{пр}}=0)$.

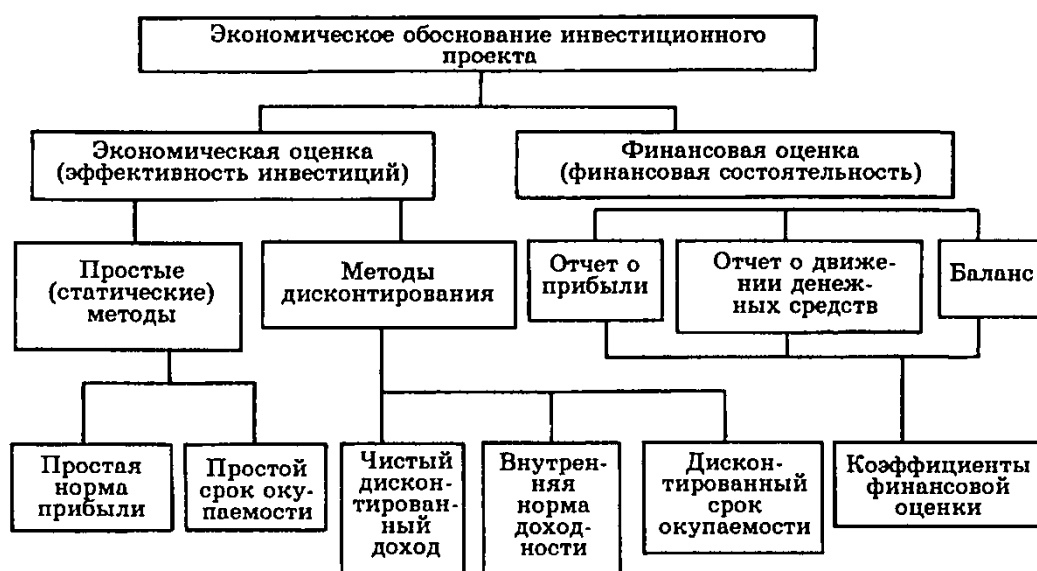


Рис.5.1. Схема использования методов оценки инвестиций

Основным интегральным критерием является максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при условии $\text{ЧДД} > 0$.

$$\text{ЧДД} = \sum_t^{T_p} (\Pi_{\text{ч}t} + \text{И}_{\text{ат}} - K_t) (1 + E)^{T_{\text{пр}} - t} \Rightarrow \max, \quad (5.2)$$

где $\Pi_{\text{ч}t}$ — чистая прибыль в году t ;

$\text{И}_{\text{ат}}$ — амортизационные отчисления на реновацию в году t ;

E — норматив дисконтирования (ставка доходности);

K_t — инвестиции (капиталовложения) в году t ;

T_p — длительность расчётного периода (рис.5.2).

При определении планируемой продолжительности строительства исходят из утверждённых нормативных сроков (табл. 5.2).

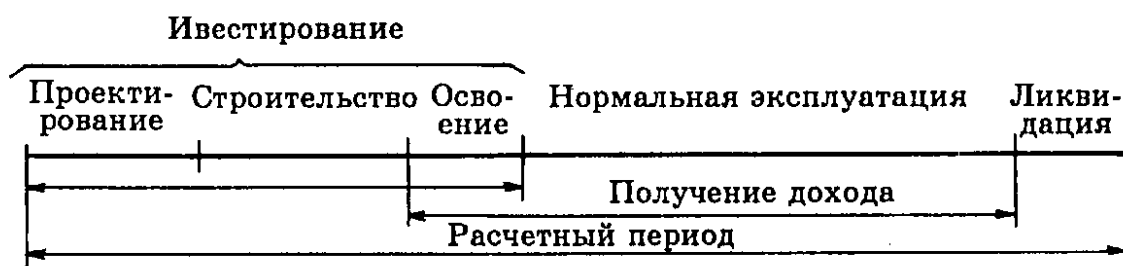


Рис.5.2. Составляющие расчётного периода

Таблица 5.2 – Нормы продолжительности строительства ВЛ 35-750 кВ

| Напряжение, кВ | Количество цепей, шт | Длина, км | Продолжительность строительства, мес | Напряжение, кВ | Количество цепей, шт | Длина, км | Продолжительность строительства, мес |
|----------------|----------------------|-----------|--------------------------------------|----------------|----------------------|-----------|--------------------------------------|
| 35 | 1 – 2 | 20 | 3 | 220 | 2 | 100 | 7 |
| | | 40 | 4 | | | 150 | 9 |
| | | 80 | 7 | | | 250 | 13 |
| 110 | 1 | 50 | 5 | 330 | 1 | 100 | 6 |
| | | 100 | 6 | | | 200 | 9 |
| | | 150 | 8 | | | 400 | 15 |
| 110 | 2 | 50 | 5 | 500 | 1 | 100 | 7 |
| | | 100 | 7 | | | 200 | 10 |
| | | 150 | 9 | | | 400 | 17 |
| 220 | 1 | 50 | 5 | | | 600 | 24 |
| | | 100 | 6 | 750 | 1 | 200 | 12 |
| | | 150 | 8 | | | 300 | 16 |
| | | 250 | 11 | | | 500 | 24 |
| 220 | 2 | 50 | 5 | | | 700 | 30 |

При неизменности денежных потоков по годам ЧДД определяется через сумму коэффициентов дисконтирования D_s по формуле:

$$\text{ЧДД} = (\Pi_{\text{ч}} + I_a) D_s - K \Rightarrow \max. \quad (5.3)$$

Величина чистой прибыли в (5.2) и (5.3) равна

$$\Pi_{\text{чт}} = (O_{\text{пр}} - I_t)(1 - \alpha_{\text{нал}}),$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов работы объекта (объём реализованной электроэнергии) в году t ;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки на ремонт и обслуживание в году t ;

$\alpha_{\text{нал}}$ – ставка налога на прибыль (20 %).

При сравнении нескольких вариантов выбирается вариант с наибольшей величиной ЧДД. Однако необходимо отметить, что величина ЧДД зависит от масштаба проекта, проявляющегося в «физических» объёмах инвестиций и производства. Например, при выборе напряжения сети ЛЭП более высокого напряжения потребует больших капиталовложений, однако может иметь и большую пропускную способность.

Отсюда следует естественное ограничение на применение этого метода при сравнении значительно различающихся по этой характеристике проектов: большее значение ЧДД не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений. Иначе говоря, такие варианты необходимо приводить в сопоставимый вид по производственному эффекту.

Показатель **дисконтированных затрат** (5.4) удобно использовать при сравнении вариантов, имеющих одинаковый производственный эффект (объём реализованной продукции).

$$Z_d = \sum_t^{T_p} (I_t + K_t - K_{\text{лик } t}) (1 + E)^{T_{\text{пр}} - t} \Rightarrow \min, \quad (5.4)$$

где I_t – сумма эксплуатационных издержек на ремонт, обслуживание и стоимости потерь электроэнергии в году t ;

$K_{\text{лик } t}$ – ликвидационная стоимость объектов в году t .

Если же имеем дело с проектами с разными жизненными сроками, то чтобы не выравнивать варианты по этому показателю, лучше использовать **эквивалентные среднегодовые затраты** (5.5).

$$Z_{\text{ср г}} = Z_{\text{д}} / D_s \Rightarrow \min. \quad (5.5)$$

В простейшем случае, когда инвестиции вкладываются в один год, поступления и расходы не меняются в течение жизненного срока, и ликвидная стоимость равна нулю, этот показатель представляет собой годовые приведённые затраты Z , но с дисконтированной нормой амортизации.

В том случае, когда невозможно или сложно привести варианты к одному производственному эффекту, можно использовать критерий **удельных затрат**.

Капитальные вложения K_t определяются суммой стоимостей объектов или их элементов, сооружаемых в году t расчётного периода T_p . При проектировании развития электрических сетей расчёт K_t выполняется по укрупнённым стоимостным показателям (УСП), разработанным на основе прейскурантов и тарифов 2000 г. Для перехода к современным ценам УСП умножаются на коэффициент-дефлятор J , определяемый Минэкономразвития РФ. Например, для 2014 г $J=5,727$.

Для подстанций и ЛЭП в стоимость объекта включается стоимость отчуждаемых земельных участков (13 – 26 руб./м² в ценах 2005 г.).

Капитальные вложения в подстанцию (ПС) определяются по формуле:

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{баз}} + K_{\text{пир}} + K_{\text{отв}}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{баз}}$ – базовая стоимость ПС, определяемая по УСП;

$K_{\text{пир}}$ – затраты на проектно-изыскательские работы, благоустройство и пр. (15,5 – 17,5 % от стоимости ПС);

$K_{\text{отв}}$ – стоимость земельного участка под ПС.

Базовая стоимость ПС в (5.6) равна

$$K_{\text{баз}} = K_{\text{тр}} + \sum K_{\text{яч}} + K_{\text{комп}} + K_{\text{п}},$$

где $K_{\text{тр}}$ – стоимость всех трансформаторов;

$\sum K_{\text{яч}}$ – стоимость всех ячеек выключателей;

$K_{\text{комп}}$ – стоимость компенсирующих и регулирующих устройств;

$K_{\text{п}}$ – постоянная часть затрат.

Стоимость земельного участка под ПС $K_{\text{отв}}$ определяется стоимостью отчуждаемых земель и площадью участка (от 1,5 до 176 тыс. м² в зависимости от схемы подстанции и номинального напряжения 35 – 750 кВ).

Стоимость реконструкции и расширения ПС определяется по формуле

$$K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}} - K_{\text{возвр}},$$

где $K_{\text{нов}}$ – стоимость вновь устанавливаемого оборудования с учётом строительных и монтажных работ;

$K_{\text{дем}}$ – стоимость демонтажа;

$K_{\text{возвр}}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок и пригодно для использования.

При упрощённых расчётах экономической эффективности $K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}}$. Стоимость расширения ОРУ с выключателями принимается по стоимости дополнительных ячеек. Стоимость замены трансформатора принимается по полной расчётной стоимости устанавливаемого трансформатора.

Капитальные вложения в ВЛ определяются по формуле

$$K_{\text{вл}} = (\bar{k}_{\text{вл}} L_{\text{вл}} \gamma + K_{\text{пр}}) + K_{\text{пир}} + K_{\text{отв}},$$

где $\bar{k}_{\text{вл}}$ – удельные капитальные вложения в ВЛ определённого класса напряжения в расчёте на один километр линии, руб./км;

$L_{\text{вл}}$ – протяжённость ВЛ, км;

$K_{\text{пр}}$ – затраты на вырубку просеки (95 – 275 тыс. руб./км для ВЛ 35 – 1150 кВ);

$K_{\text{отв}}$ – стоимость земельного участка, отведённого под опоры ВЛ (35 – 4000 м²/км для ВЛ 35 – 1150 кВ);

$K_{\text{пир}}$ – затраты на ПИР, благоустройство и пр. (12,5 – 14,5 % от стоимости ВЛ);

γ – коэффициент для учёта усложняющих условий строительства.

Годовые эксплуатационные расходы И включают амортизационные отчисления I_a , затраты на обслуживание и ремонт $I_{\text{обс}}$, затраты на возмещение потерь электроэнергии $I_{\text{пот}}$

$$И = I_a + I_{\text{обс}} + I_{\text{пот}}.$$

Затраты на амортизацию и эксплуатационное обслуживание могут быть определены по упрощённым формулам:

$$\begin{aligned} I_a &= \alpha_{a \text{ пс}} K_{\text{пс}} + \alpha_{a \text{ вл}} K_{\text{вл}}, \\ I_{\text{обс}} &= \alpha_{\text{обс пс}} K_{\text{пс}} + \alpha_{\text{обс вл}} K_{\text{вл}}, \end{aligned}$$

где $\alpha_{a \text{ пс}}, \alpha_{a \text{ вл}}$ – норма амортизационных отчислений на реновацию ПС, ВЛ (для ВЛ 2 %, ПС – 4,4 %);

$K_{\text{пс}}, K_{\text{вл}}$ – величина капитальных вложений соответственно в ПС и ВЛ;

$\alpha_{\text{обс пс}}, \alpha_{\text{обс вл}}$ – норма отчислений на обслуживание и ремонт ПС и ВЛ соответственно (для ВЛ 0,8 %, ПС – 5,9...4,9 %).

Для оценки коммерческой эффективности инвестиций дополнительно используются критерии чистого дохода (ЧД), индекса доходности (ИД), срока окупаемости и др.

Выбранный вариант должен удовлетворять условию, при котором экономическое преимущество его устойчиво сохраняется при изменении исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений (рис. 5.3).

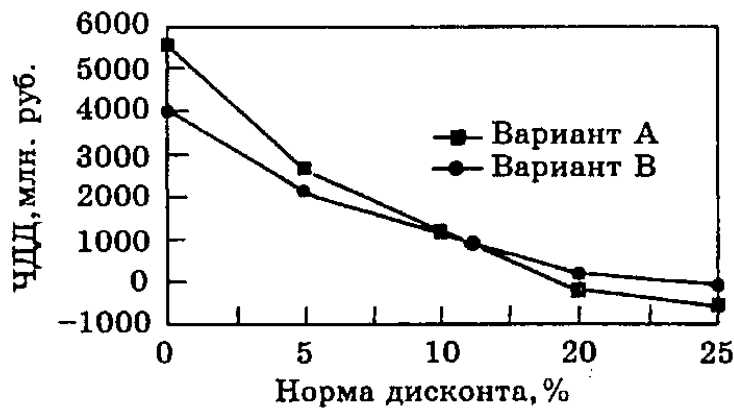


Рис. 5.3. Зависимость оценки проекта от коэффициента дисконтирования

Решения по сравниваемым вариантам принимаются с использованием методов, учитывающих риск и возможную неопределённость исходной информации. Это предполагает, что такие показатели, как цены (тарифы), перспективные нагрузки потребителей, экономические нормативы (рентабельность) не могут быть определены однозначно. Поэтому основой для принятия решения о целесообразности инвестиций в ряде случаев должно служить не формально подсчитанное значение критерия эффективности, а совокупность его ожидаемых значений, ограниченная возможными изменениями исходных показателей и экономических нормативов.

5.2. Формирование и сопоставление вариантов развития ЭЭС

Развитие электростанций должно обеспечить полное покрытие планируемого прироста нагрузки при нормативном качестве электроэнергии. Размер суммарного ввода мощности на электростанциях определяется на основе баланса мощности и энергии. Оптимальный состав электростанций определяется в два этапа.

На первом этапе в соответствии с энергетической стратегией России и стратегией развития электроэнергетики формируется оптимальная структура генерирующих мощностей с учётом развития топливно-энергетического комплекса, максимального использования гидроресурсов, возможных масштабов сооружения АЭС и других факторов. На этом этапе выполняется подготовка прогнозных тарифов (закрывающих цен) на поставки электроэнергии по отдельным (тарифным) зонам общероссийского оптового рынка электроэнергии.

На втором этапе для каждой ОЭС выполняется обоснование состава, размещения, основных параметров и очередности сооружения электростанций с учётом технического состояния действующих энергоисточников и заявок от генерирующих компаний и независимых производителей по техническому перевооружению существующих электростанций и вводу новых мощностей.

Местоположение и возможная мощность тепловых электростанций (в том числе АЭС), направления технического перевооружения действующих электростанций определяются с учётом возможности размещения (земля, вода), транспорта топлива, наличия коридоров для электрических (тепловых) сетей, соблюдения норм и требований охраны окружающей среды, радиационной и экологической безопасности.

Предельная мощность КЭС (ПГУ, АЭС) должна выбираться исходя из минимума затрат на сооружение электростанций с учётом выдачи и распределения мощности, обеспечения экологических требований. Расчёт указанных затрат

по вариантам сооружения электростанций должен осуществляться с учётом развития энергосистем, продолжительности строительства, ввода и освоения мощности электростанций.

Обоснование целесообразности сооружения ТЭЦ, выбор типа и единичной мощности агрегатов рекомендуется осуществлять с учётом уровня и концентрации тепловых нагрузок, динамики их роста, объёмов и режимов выработки электроэнергии в теплофикационном и конденсационном режимах, эффективности выработки электроэнергии в конденсационном режиме по сравнению с поставками электроэнергии с оптового рынка.

При обосновании целесообразности сооружения ГЭС (ГАЭС) основные энергетические показатели (установленная мощность, годовая выработка электроэнергии, вид регулирования и др.) рекомендуется принимать по данным специализированных проектных организаций.

Обоснование эффективности сооружения ГЭС (ГАЭС) осуществляется путём их сопоставления с замещаемыми объектами, в качестве которых могут приниматься базисные КЭС с учётом вытеснения ими в переменную часть графика нагрузки менее экономичных электростанций либо энергетические установки, оптимальный режим использования которых близок к режиму гидроэнергетической установки, например ГТУ.

| Проектируемый объект | Замещаемый объект |
|--|-----------------------|
| ГЭС при $T_{\text{исп}} \geq 4000$ ч/год | базисная КЭС |
| ГЭС при $T_{\text{исп}} = 2000 - 4000$ ч/год | Полупиковая КЭС и ГТУ |
| ГЭС при $T_{\text{исп}} < 2000$ ч/год | ГТУ |
| ГАЭС | ГТУ и полупиковая КЭС |
| ТЭЦ | КЭС + котельная |

Общим требованием к сравниваемым вариантам является их сопоставимость по использованию мощности, отпуску электроэнергии, надёжности электроснабжения. Эти условия проверяют в каждом году расчётного периода. Должны быть учтены различия в затратах на ЛЭП по сравниваемым вари-

антам. Для комплексных объектов (ГЭС) учитывают изменения затрат в других отраслях.

5.3. Учёт надёжности

Надёжность ЭЭС является важнейшим свойством системы. Под надёжностью понимают свойство системы выполнить заданные функции в заданном объёме при определённых условиях функционирования. Надёжность ЭЭС характеризуется её способностью противостоять различным возмущениям, под которыми понимают любые изменения схемы и параметров режима, вызванные как плановыми изменениями нагрузки и схемы. Так и отказами элементов ЭЭС.

Надёжность ЭЭС обеспечивается:

- а) резервированием, т.е. созданием избыточности элементов ЭЭС путём дублирования или выбора параметров оборудования с запасом;
- б) созданием целенаправленного управления, цель которого обеспечение полного использования резервов в ЭЭС или минимизация потерь и ущербов.

Надёжность и экономичность как правило противоречивы, но их противоречивость такова, что позволяет найти приемлемое решение. Повышение показателей надёжности – увеличение затрат. Снижение показателей надёжности – повышение ущербов, наносимых системе, потребителям, окружающей среде. Величина ущерба от недоотпуска электроэнергии равна

$$Y = y_0 t_{\text{ав}} M[\Delta N_{\text{деф}}],$$

где y_0 – удельный ущерб;

$t_{\text{ав}}$ – длительность перерыва электроснабжения;

$M[\Delta N_{\text{деф}}]$ – математическое ожидание дефицита мощности.

Главная сложность - в отыскании y_0 для каждого конкретного потребителя. Если это удаётся, то задачу определения рациональной надёжности можно решать как подзадачу оптимизации развития ЭЭС.

Приведённые затраты Z дополняются Y (рис. 5.4).

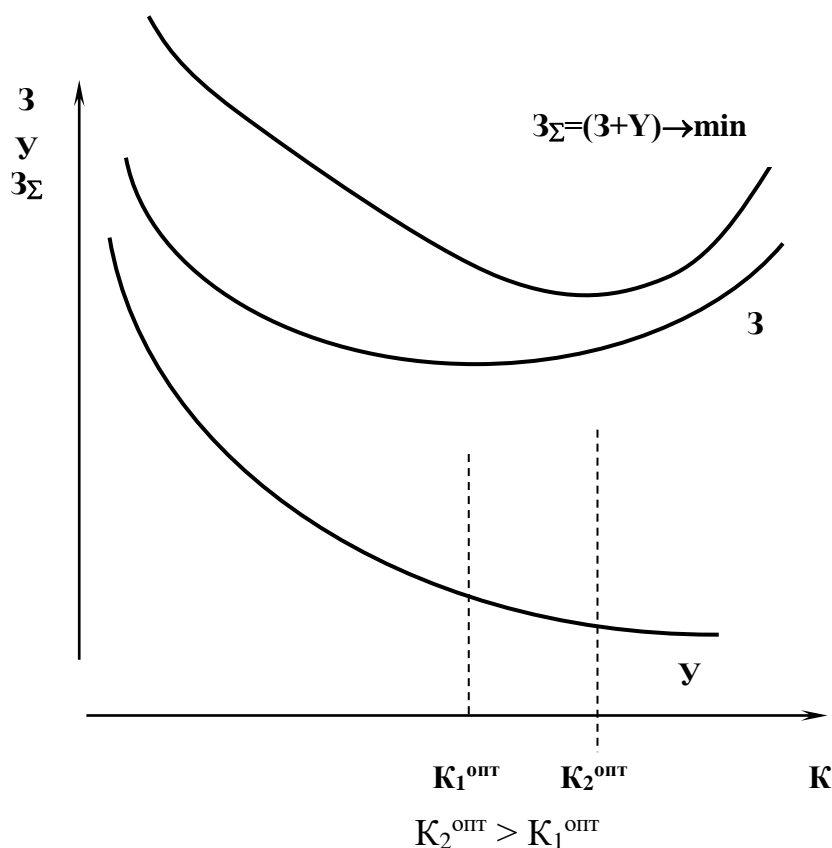


Рис. 5.4. Выбор оптимального варианта при учёте надёжности

Степень достоверности y_0 зависит от характера решаемой задачи.

На уровне выбора схем электроснабжения – удельные ущербы, дифференцированные по типам, предприятиям, глубине и виду ограничений. При проектировании развития электросетей РЭС, ОЭС – ущербы связанные с ограничением нагрузки районных п/ст, от которых питаются различные потребители. При оптимизации развития электростанций и основных сетей ОЭС – ущербы от ограничения потребителей системы.

Основными недостатками учёта надёжности с помощью ущерба являются:

- 1) большая погрешность в определении u_0 ;
- 2) неучёт ряда важных отрицательных последствий нарушения электроснабжения, не поддающихся экономической оценке.

Поэтому часто используют нормативы надёжности. Нормируют: пропускные способности электросетей в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах; коэффициент запаса статической устойчивости, резервы генерирующей мощности.

5.4. Учёт качества электроэнергии и охрана окружающей среды

Качество электроэнергии определяется состоянием двух основных параметров – частоты (f) и напряжения (U). Качество f и U в основном определяется отклонениями и колебаниями. Отклонения характеризуются относительно медленными изменениями. Колебания – быстрые, кратковременные изменения. Качество напряжения зависит ещё от несимметрии и несинусоидальности.

Все эти показатели нормируются. Если они находятся в норме, то считается, что качество электроэнергии не требует улучшения. Выход любого показателя за пределы норм приводит прежде всего к экономическому ущербу, а в ряде случаев к снижению надёжности.

Установление нормативов качества электроэнергии означает, что выход за их пределы недопустим по соображениям экономичности и надёжности. Ущерб заведомо больше затрат на недопущение нарушения.

Все сравниваемые варианты должны удовлетворять всем нормативам качества.

Вред нанесённый среде обитания не может и не должен измеряться только экономическим ущербом. При слабом воздействии ущерб оценивают по затратам на восстановление нормального состояния среды.

Обычно задача должна формулироваться так: как с наименьшими затратами обеспечить соблюдение допустимых нормативов отрицательного влияния на среду обитания.

Особенно важен учёт этих нормативов при выборе мест размещения электростанций (ТЭС и котельные дают до 27 % общих вредных выбросов среди всех отраслей промышленности). На ТЭС угольной на 100 МВт выбросы за год составляют:

| | |
|----------------|-------------|
| сернистый газ | 138000 тонн |
| диоксид азота | 20900 тонн |
| оксид углерода | 500 тонн |
| углеводороды | 210 тонн |
| золотая пыль | 4500 тонн |

Предпочтительно использование газа. Задача размещения электростанции с учётом экологии решается не в полной мере, т.к. учёт материальных и жизненно важных последствий загрязнений значительно затруднён. Задача решается путём сравнения по экологическим и техническим показателям возможных мест размещения. Предпочтение отдаётся более благоприятным экологическим условиям размещения.

Оценка ожидаемого воздействия электроэнергетики на окружающую среду при разработке перспектив её развития производится для последних лет этапов развития отрасли с использованием методик регионального уровня и укрупнённых нормативов удельных значений экологических параметров на единицу продукции: нормативов удельных выбросов нормируемых загрязняющих веществ в атмосферу для вновь вводимых котельных установок, укрупнённых норм водопотребления и водоотведения и т.д.

Ожидаемые объёмы выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу не должны превышать предельных значений, соответствующих как внутригосударственным нормативным природоохранным требова-

ниям, так и требованиям международных конвенций, участницей которых является Россия.

Ожидаемые дополнительные площади отвода земель под новые объекты электроэнергетики следует оценивать по нормативам их удельной земельёмкости, за исключением гидроэлектростанций, площади отвода земель под которые в силу индивидуальности ГЭС оцениваются по проектным документам или определяются по объектам-аналогам.

Капиталовложения в охрану окружающей среды на вновь вводимое энергетическое оборудование в рамках действующих природоохранных нормативов предусматриваются в сметах проектов электростанций и учитываются вместе с необходимыми объёмами капиталовложений в строительство электростанций. Дополнительные капиталовложения в охрану окружающей среды могут иметь место при размещении новых объектов в регионах, где не допускается увеличение объёмов выбросов тех загрязняющих веществ, по которым в регионе превышена предельно допустимая концентрация.

6. ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

6.1. Общие понятия о кибернетическом моделировании

ЭЭС, входящая в ТЭК, представляет с точки зрения управления и моделирования так называемую большую систему. Большая система обладает следующими свойствами:

- целостностью – все части системы служат общей цели и должны рассматриваться в единстве;
- многосвязностью – изменение одного параметра влияет на величину многих других;

- динамичностью – непрерывностью изменения структуры и характеристик системы;
- наличием у системы свойств, которых нет у составляющих её элементов.

Для большой системы характерна неполная познаваемость количественных показателей, большой объем информации и трудности выбора решений по управлению развитием.

Управление ЭЭС осуществляют путём планирования и проектирования на различных временных этапах. При планировании развития энергосистемы все её подсистемы рассматриваются во взаимосвязи. Связи, объединяющие подсистемы, являются в основном информационными. Полностью формализовать описание процесса развития не всегда удаётся.

Модели развития энергосистем можно разделить на два типа: динамические и статические.

Для динамической системы (модели) характерно изменение во времени состава и параметров объектов, что является следствием изменения во времени требований, предъявляемых к системе. Объекты систем могут быть введены в строй действующих в различные моменты времени. Издержки производства объектов изменяются во времени и могут зависеть от параметров и режима работы других объектов. Динамическая система – это непрерывно развивающаяся система.

Статическая система (модель) не обладает качеством изменчивости, в ней все постоянно во времени: состав и параметры объектов, режим работы, издержки производства. Статическая модель может рассматриваться как упрощение в тех случаях, когда это не приводит к большим ошибкам.

Динамика развития энергетических систем характеризуется двумя свойствами:

1. При одном и том же состоянии в момент $t=\tau$, но при разных вариантах перехода к этому состоянию от начального состояния $t=0$

(рис. 1.1) затраты различны не только на отрезке $[0, \tau]$, но и на последнем отрезке $[\tau, T]$.

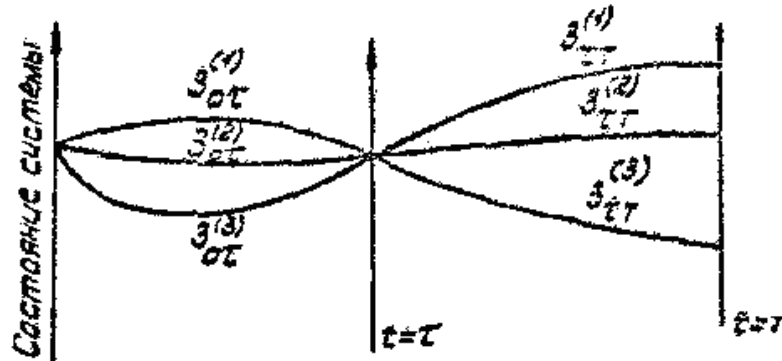


Рис. 6.1. График развития системы

2. Оптимальное состояние системы в момент $t = \tau$ с точки зрения всего срока оптимизации T может зависеть от требований и условий, предъявляемых к системе в более поздние моменты времени $t > \tau$. Оптимальное состояние в момент времени τ не может быть найдено без учёта дальнейшего развития. Оптимальный план развития системы не может быть без допущений и грубых ошибок разделён на независимые части.

Для выбора оптимального плана развития энергетики необходимо построить множество возможных вариантов развития, экономически оценить каждый из них и выбрать наилучший. Решение такой задачи вызывает большие затруднения, т. к. многие связи энергообъектов известны лишь приближённо, условия функционирования определены неоднозначно.

Системный подход позволяет выявить функциональные зависимости для сложных, полностью не формализуемых систем и обеспечить лучшее приспособление к условиям внешней среды. В настоящее время системный подход (метод) содержит ряд эвристических, полностью не формализованных приёмов, позволяющих решать сложные проблемы управления. Основными этапами системного подхода являются:

- 1) выделение исследуемой ЭЭС из общей системы экономики и формулировка задачи её оптимизации;
- 2) описание внутренней структуры и свойств систем, т. е. построение иерархии реальных электрических систем;
- 3) эквивалентирование систем в соответствии с принятой иерархией и формулировка задач, решаемых для каждой эквивалентной системы (построение иерархии задач планирования и проектирования);
- 4) построение комплекса математических моделей для решения задач оптимизации ЭЭС.

Для количественной оценки решений задач оптимизации используют критерий оптимальности, которой позволяет установить соответствие полученного решения заранее поставленной цели. Математическое выражение критерия называют функционалом цели (целевой функцией).

В экономических задачах развития системы функционал цели есть число φ , которое зависит от вида функции $X(t)$ параметров состояния системы и функции $Y(t)$ параметров управления этой системой при интегрировании на отрезке $[0, T]$ по независимому параметру t (времени):

$$\varphi = \int_0^T [x(t), Y(t)] dt,$$

где $x(t)$ и $Y(t)$ – векторные функции:

$$\begin{aligned} x(t) &= [x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)], \\ Y(t) &= [y_1(t), y_2(t), \dots, y_n(t)], \end{aligned}$$

Изменяться могут не только значения $x(t)$ и $Y(t)$, но и вид этих функций. В этом отличие функционала от сложной функции. При разбиении от-

резка $[O, T]$ на T равных интервалов $(1, 2, \dots, t, \dots, T)$ длительностью Δt ($\Delta t=1$) функционал цели имеет вид

$$\varphi = \sum_{t=1}^T (X_t, Y_t) ,$$

где X_t, Y_t – дискретные значения функций $x(t)$ и $Y(t)$ на каждом интервале $t=1, 2, \dots, T$.

Этот вид функционала получил наибольшее распространение.

Каждое возможное значение X_t, Y_t называется допустимым планом развития.

Функционал должен быть записан так, чтобы каждому допустимому плану (варианту) было поставлено в соответствие одно число φ . Среди всех допустимых планов (вариантов) должен быть хотя бы один, соответствующий экстремуму функционала. В ряде случаев может быть, что φ имеет множество локальных экстремумов. Среди них можно выбрать превосходящий все остальные – глобальный экстремум. План развития системы, доставляющий этот экстремум называется оптимальным.

Если оптимизация преследует несколько не сводимых одна к другой целей, то для каждой из них должен существовать свой функционал. Такую оптимизацию называют многоцелевой.

В настоящее время для оптимизации развития энергосистем применяют математические модели (ММ), описывающие свойства, объекты и связи в виде некоторой системы уравнений переменных и логических условий. ММ состоит из функционала цели φ , уравнений связи между параметрами системы.

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, i = 1, 2, \dots, m \text{ или } f_i(X) = 0, i = 1, 2, \dots, m$$

ограничений, указывающих на допустимые пределы изменения параметров или некоторых их функций:

$$x_{j \min} \leq x_j \leq x_{j \max}, j = 1, 2, \dots, n,$$

$$\Phi_{k \min} \leq \Phi_k(X) \leq \Phi_{k \max}, k = 1, 2, \dots, l.$$

ММ составляют так, чтобы их можно было применять не только к конкретной системе, но и ко всему классу аналогичных систем при решении данных задач. При решении различных задач для одной системы её свойства учитывают с различной степенью детализации. ММ решают на ЭВМ различными методами математического программирования или по эвристическим программам. Выбор модели и выбор метода решения взаимообусловлены, однако первичной является модель.

Разработка ММ и методов их решения должна опираться на знание свойств исследуемой системы. Для оптимизации развития ЭЭС важное значение имеет отношение определённых (детерминированных) и неопределённых факторов, влияющих на развитие системы. Большие системы имеют двойственную природу, которая проявляется в следующем. Большие системы и их крупные составные части подвержены сильному действию объективных закономерностей и причинно обусловленных связей, и в этом смысле выступают как детерминированные системы. Однако действие этих закономерностей и связей проявляется только в виде тенденции, постоянно нарушаемой действием объективных и субъективных случайных факторов. Существование таких факторов и ограниченность наших знаний системы делают её будущее неоднозначным, т.е. появляются элементы неопределённости в развитии системы.

Из признания двойственной природы больших систем следует, во-первых, необходимость широкого изучения закономерностей их развития, во-вторых, признание действия в них принципа неопределённости, принима-

емого как невозможность однозначно предвидеть наилучшие условия и наилучшие варианты развития.

6.2. Иерархия подсистем и задач развития энергетического хозяйства

Системный подход к энергетике требует, прежде всего, обоснованного выделения этого крупнейшего межотраслевого комплекса из более общей системы народного хозяйства. Народное хозяйство является большой системой, которую можно представить состоящей из подчинённых систем. Каждую из этих систем, также являющихся большими, можно, в свою очередь, разделить на подчинённые и т.д. В результате мы имеем некоторую иерархически построенную совокупность больших систем (рис. 6.2).

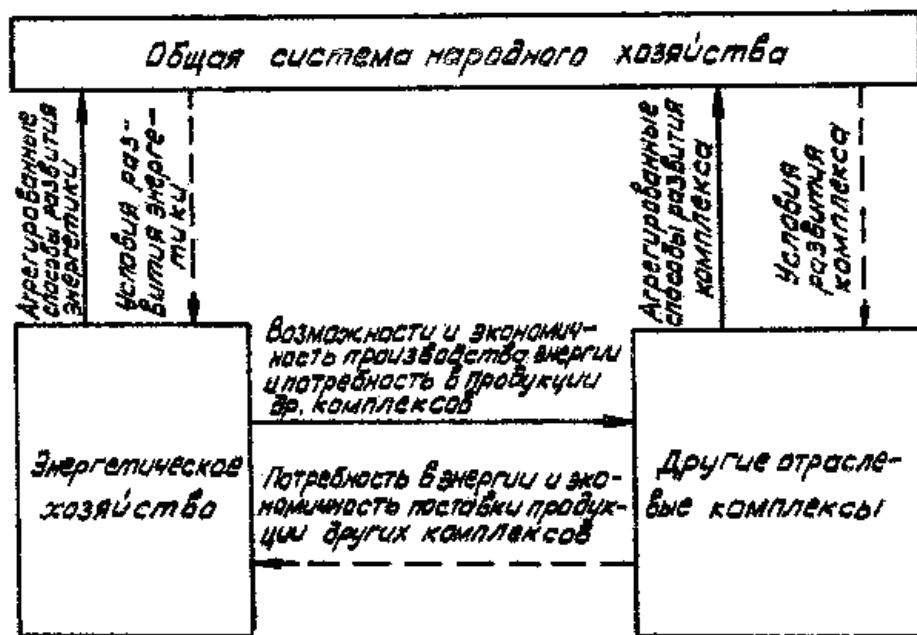


Рис. 6.2. Внешние связи энергетического хозяйства

На высшем уровне информация укрупнена, и можно определить лишь общую стратегию развития экономики и его основные показатели: национальный доход, материальные и трудовые ресурсы и т.д.

На втором, более низком уровне располагаются отраслевые комплексы, которые, в свою очередь, объединяют подсистемы третьего уровня.

При проектировании отраслевых систем должен быть организован обмен информацией с более общей системой и смежными отраслевыми комплексами.

В основу иерархической структуры энергетического хозяйства положены производственный (отраслевой) и территориальный признаки (рис. 6.3). В настоящее время выделяют четыре отраслевые системы вертикального типа, в совокупности обеспечивающие народное хозяйство всеми видами энергии и топлива: ЭЭС (с учётом централизованного теплоснабжения), нефте-, газо- и углеснабжения. Сформирована система ядерной энергетики.

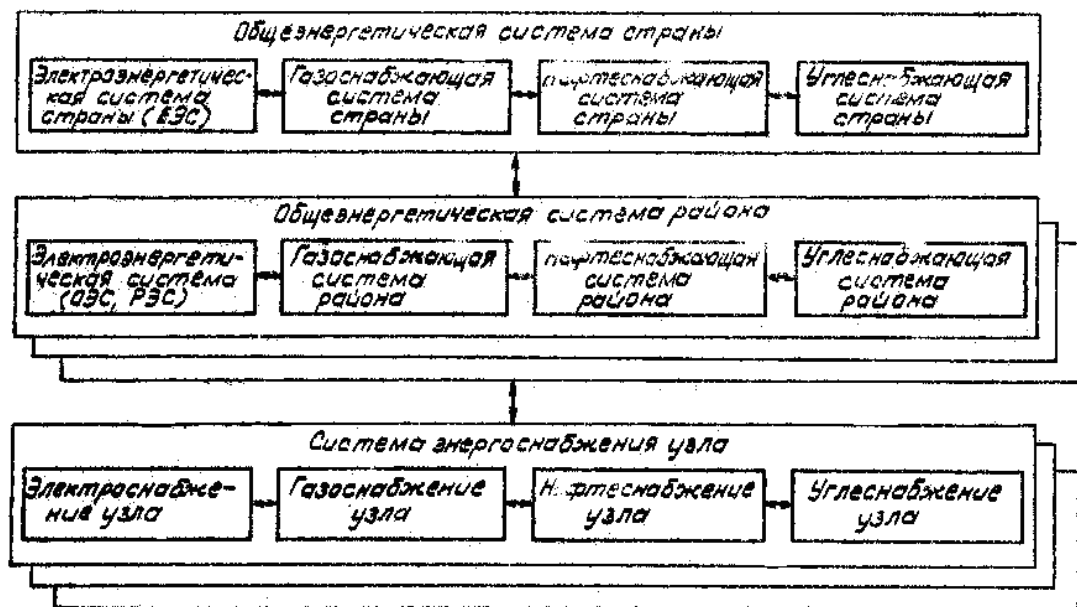


Рис. 6.3. Иерархия больших систем энергетики

Широкая взаимозаменяемость продукции этих систем и существующие между ними тесные режимные взаимосвязи приводят к их объединению, в Единую общеэнергетическую систему (территориальные связи). Территориальные связи, называемые горизонтальными, проявляются не только на уровне страны, но и отдельных экономических районов, узлов. Таким образом, большие системы в энергетике формируются под влиянием как верти-

кальных, так и горизонтальных связей. Конечным элементом больших систем энергетики являются предприятия-производители энергетической продукции и её потребители. Это общие элементы вертикальных и горизонтальных систем.

Иерархию задач оптимизации энергетического хозяйства, создают на базе принятой иерархии энергетических систем. Для каждой системы решают целую совокупность проектно-плановых задач. Цель системного подхода – упорядочить эти задачи так, чтобы полученная иерархия задач была достаточно полной, не допускала их дублирования и одновременно обеспечивала разрешимость каждой задачи в приемлемые сроки с помощью имеющихся вычислительных средств.

Постановка задачи оптимизации сильно зависит от длительности рассматриваемого периода развития ЭЭС. Поэтому задачи должны дифференцироваться по этапам расчётного периода. На каждом временном этапе решение задачи выполняют с различной глубиной и детальностью проработки вопросов развития ЭЭС, т.е. в зависимости от стадий планирования. Это определяется ограниченностью вычислительных средств. Таким образом, для задач оптимизации дополнительно вводят временной и стадийный уровни иерархии.

Различают следующие этапы управления развитием ЭЭС: 1) долгосрочное прогнозирование развития системы на период 20 – 30 лет вперёд; 2) перспективное проектирование развития системы на период 10 – 20 лет вперёд; 3) перспективное планирование развития системы на 5 – 10 лет вперёд.

На этапе долгосрочного прогнозирования определяются основные тенденции развития системы (ЕЭС и секций ЕЭС). Долгосрочное прогнозирование осуществляется в основном в рамках общеэнергетической системы, где выявляют объективные закономерности развития энергетики, и её технического прогресса; выясняют наиболее вероятные изменения потребностей в электрической и тепловой энергии; изучают потребности в основных видах энергетических ресурсов.

Основным методом долгосрочных прогнозов надо считать высококвалифицированную экспертную оценку.

На этапе перспективного проектирования определяется структура развития системы (в соответствии с её иерархией) и разрабатываются принципы и методы управления режимами. Этот временной этап является основным для решения задач развития ЕЭС, ОЭС, что определяется реальными сроками строительства энергетических объектов.

На первой стадии рассматривается развитие ЕЭС в рамках общеэнергетической системы. В результате решения этой задачи определяются: общие направления развития энергетического хозяйства страны; оптимальные пропорции развития отраслевых систем; электроэнергетической, газовой, нефте- и углеснабжающей.

Для ЕЭС определяются темпы ввода мощностей различных типов электростанций по отдельным районам стран (европейская часть, Урал, Сибирь и Дальний Восток), виды энергетических ресурсов, используемых на электростанциях, пропускные способности межрайонных линий электропередачи. На этом этапе РЭС и ОЭС рассматриваются весьма укрупнённо.

На второй стадии решается задача оптимизации развития структуры энергетической системы как самостоятельной отраслевой системы с заданными внешними связями с другими системами. К таким связям относятся: приближенное распределение потребления электроэнергии и тепла по отдельным ОЭС; количество энергетических ресурсов, выделяемых для электростанций.

На третьей стадии уточняется развитие отдельных ОЭС. Здесь осуществляется увязка их развития с развитием региональных общеэнергетических систем. На данной стадии проектирования уточняются структуры генерирующих мощностей ОЭС, электрические связи, размещение электростанций.

В ряде случаев по результатам уточнённой оптимизации ОЭС должны корректироваться решения, принятые для ЕЭС в целом.

6.3. Информация и её прогнозирование при оптимизации развития энергосистем

При оптимизации в многолетнем разрезе внутренние и внешние связи, объединяющие энергетические системы, проявляются как информационные. Информация в энергетических системах может быть разделена на три типа: детерминированную, вероятностную и неопределённую.

К детерминированной информации относится в основном описание технических характеристик оборудования энергосистемы и физических процессов производства и распределения энергии.

Вероятностная информация включает описание случайных параметров и процессов с известными законами распределения, которые можно использовать и в будущем (например, характеристики колебания нагрузки, водный режим ГЭС и др.). К вероятностно-неполной информации относятся сведения с известными из опыта эксплуатации законами распределения, перенос которых в будущее мало достоверен, и сведения с неизвестными законами распределения, для которых можно задать лишь возможный интервал значений.

Неопределённая информация применительно к оптимизационным расчётам в энергетике, обусловлена неопределённостью знаний о ряде внешних условий, существенно влияющих на перспективы развития энергетики. К этому виду информации относятся: 1) потребности в различных видах энергий, определяемые темпами развития экономики; 2) темпы научно-технического прогресса в смежных отраслях промышленности (энергомашиностроении, металлургии и др.), которые определяют сроки, производства нового оборудования; 3) успехи геолого-поисковых работ в открытии новых месторождений энергетических ресурсов; 4) изменение во времени экономических пропорций в смежных отраслях промышленности и на транспорте, которые определяют затраты в энергетике; 5) ограничения по капиталовложениям, материальным и трудовым ресурсам.

Понятие информации включает в себя исходные данные для оптимизации и, кроме того, характеризует уровень знания об объекте, включая и их неопределённость, цели управления, механизм принятия решений, их реализацию, корректировку и т.д.

Соотношение типов используемой информации существенно зависит от временного этапа оптимизации и управления системой. Чем ближе рассматриваемый плановый период времени, тем больше доля детерминированной и вероятностно-определённой информации.

Важное место при оптимизации развития систем принадлежит погрешности информации. Обычно под погрешностью понимают отклонения (\pm) от некоторого истинного (среднего) значения. Но применение термина «погрешность» к значительной части неопределённой информации имеет иной смысл. Такая информация может быть неопределённой по своему существу. Следует говорить о возможном диапазоне изменения количественных данных.

Причиной неточности результатов расчёта, помимо неопределённости исходной информации, может быть: 1) эквивалентирование систем; 2) приближённое моделирование системы, когда её реальные свойства заменяются упрощёнными; 3) укрупнение (агрегирование) исходных данных, связанных с особенностями эквивалентирования и моделирования систем; 4) ошибки в измерениях электрических, гидравлических и других величин; 5) накопление ошибок при счёте на ЭВМ.

Количественная оценка всех этих погрешностей в отдельности и, особенно, в их совокупности достаточно сложна или невозможна, т.к. отсутствуют эталонные критерии точности расчётов и измерений. В этих случаях выполняют экспертные оценки наиболее характерного диапазона изменения отдельных элементов информации.

Процесс оптимизации обязательно включает этап предвидения, будущих условий развития рассматриваемой системы. Почти столетие ведутся

работы по формализации процесса предвидения и разработке научно обоснованных методов прогнозирования различных видов информации.

Методы прогнозирования по степени формализации условно разделяются на три вида: экстраполяцию, экспертизу и моделирование.

Метод экстраполяции рассматривает будущее как продолжение настоящего. Прогнозирование по этому методу состоит в переносе событий и состояний, имевших место в недалёком прошлом, на будущее. В основе экстраполяционных методов лежит изучение временных рядов, описывающих изменение во времени характеристик исследуемого объекта, процесса.

Экспертные оценки отражают индивидуальное суждение специалистов относительно перспектив развития системы. Применяемые метода экспертной оценки разделяют на индивидуальные и коллективные. Индивидуальные методы основаны на использовании мнений экспертов-специалистов соответствующего профиля, высказанных независимо друг от друга. Для прогнозирования наиболее общих стратегий развития используют коллективные методы экспертных оценок.

Целью экспертной оценки исходных данных для оптимизации развития систем энергетики является: обязательное определение минимального и максимального значений прогнозируемой величины; по возможности, вычисление наиболее вероятного значения рассматриваемой величины; составление хотя бы самой приближенной количественной оценки, характера взаимозависимости случайных значений различных исследуемых показателей.

7. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

7.1. Линейная модель оптимизации структуры генерирующих мощностей

В линейной модели целевая функция, уравнения и неравенства, описывающие ЭЭС, должны быть линейными функциями. Искомыми величинами являются мощности электростанций P_{ij} и пропускные способности линий электропередачи системообразующей сети P_{ilm} в каждом году расчётного периода T_p (T_p – 10...15 лет). Линейные модели используют на первой и второй стадиях перспективного проектирования при рассмотрении ЕЭС и ОЭС.

Исходными данными для модели являются: максимальные нагрузки N_{lt} и электропотребление узлов \mathcal{E}_{lt} , удельные затраты на строительство и эксплуатацию электростанций и линий электропередачи (ЛЭП); существующая схема сети и возможные трассы сооружения ЛЭП; виды и объёмы топлива B_{kt} , выделяемого энергосистеме; предельные мощности электростанций и ЛЭП (рис.7.1).

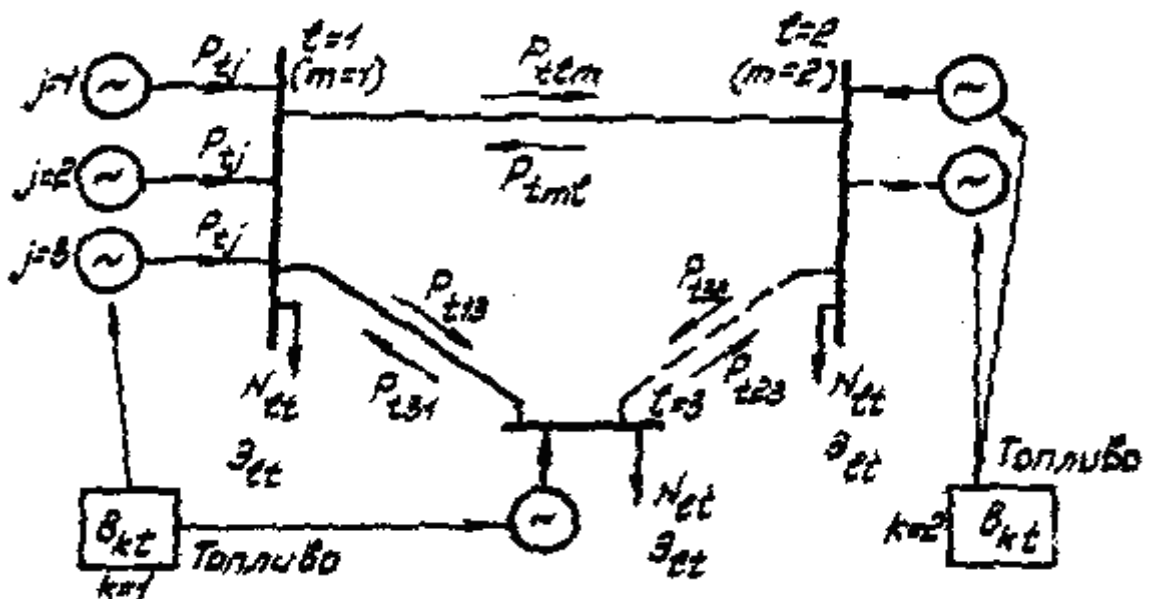


Рис. 7.1. Расчётная схема системы

Направления потоков мощностей P_{ilm} заранее не известны. Поэтому для каждой ЛЭП задают два направления потока. В результате решения задачи один из них окажется равным нулю.

При построении линейной модели необходимо, анализируя суммарный график нагрузки, задать число часов использования электростанций и ЛЭП.

Для учёта динамики непрерывный процесс развития энергосистемы заменяют скачкообразным её развитием от одного интервала планового периода к другому. Обычно в качестве отдельного этапа удобно принимать годовой промежуток времени. Это равносильно предположению, что прирост мощности электростанций (или пропускной способности ЛЭП) происходит не на протяжении всего года, а скачкообразно – в самом его конце. В ряде случаев в качестве отдельного интервала целесообразно брать наряду с годовым промежутком двух- и трёхлетки, что позволяет существенно сократить размеры модели.

В линейной модели учёт динамики неизбежно приводит к резкому увеличению её объёма (пропорционально количеству интервалов планового периода).

При детерминированной информации целевой функцией модели являются дисконтированные затраты (5.4).

Используя зависимость затрат от искомым мощностей энергообъектов, целевую функцию линейной модели представим в следующем виде:

$$\Phi = \sum_{t=1}^{T_p} \left\{ \sum_{j=1}^J [3_{tj} P_{tj} - 3_{t-1,j} P_{t-1,j}] + \sum_{l=1}^L \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq l}}^L [3_{tml} (P_{tml} + P_{tlm}) - \right. \\ \left. - 3_{t-1,lm} (P_{t-1,lm} + P_{t-1,ml})] \right\},$$

где 3_{tj} , $3_{t-1,j}$ – удельные затраты в j -ю электростанцию соответственно в году t и $(t-1)$;

$3_{t\,ml}, 3_{t-1,lm}$ – удельные затраты в линию lm в году t и $(t-1)$ соответственно;
 $3_{t\,ml}, 3_{t-1,lm}$ – удельные затраты в линию lm в году t и $(t-1)$ соответственно;
 J – число электростанций в системе;
 L – число узлов основной сети.

Основные условия и ограничения на развитие генерирующих мощностей и основной сети имеют следующий вид:

1. Балансы мощности в узлах сети

$$\sum_{j \in M_l} P_{tj} + \sum_{m \in R_l} [(1 - \alpha_{\pi lm}) P_{tml} - P_{tlm}] \geq N_{lt},$$

$$l=1,2,\dots,L; t=1,2,\dots,T_p,$$

где M_l – множество номеров электростанций, расположенных в узле l ;

$\alpha_{\pi lm}$ – коэффициент потерь мощности в линии lm ;

R_l – множество номеров узлов, связанных с узлом l .

2. Балансы энергии в узлах сети

$$\sum_{j \in ml} P_{tj} h_{tj} + \sum_{m \in rl} [(1 - \alpha_{\pi lm}) P_{tml} h_{tml} - P_{tml} h_{tml}] \geq \Xi_{lt}$$

$$l=1,2,\dots,L; t=1,2,\dots,T_p,$$

где h_{tj} – число часов использования мощности электростанции в году t ;

h_{tml} – число часов использования пропускной способности линии ml в году t .

3. Ограничения на расход топлива

$$\sum_{j \in F_k} P_{tj} h_{tj} b_{tj} \leq b_{kt}, k=1,2,\dots,K; t=1,2,\dots,T_p,$$

где b_{tj} – удельный расход топлива на j -й электростанции в году t ;

F_k – множество номеров электростанций использующих k -е топливо.

4. Ограничения на максимальную мощность электростанции

$$P_{tj} \leq N_{\max j}, j=1,2,\dots,J; t=1,2,\dots,T_p,$$

где $N_{\max j}$ – максимальная мощность j -й электростанции.

5. Ограничения по пределу передаваемой мощности ЛЭП

$$P_{tjm} \leq N_{\max lm} P_{tml} \leq N_{\max lm}, l,m=1,2,\dots,L; t=1,2,\dots,T_p,$$

где $N_{\max lm}$ – предел передаваемой мощности.

6. Ограничения на ввод мощности за один этап расчётного периода

$$\begin{cases} P_{tj} - P_{t-1,j} \leq \Delta N_j; \\ P_{tjm} - P_{t-1,jm} \leq \Delta N_{jm}; \\ P_{tml} - P_{t-1,ml} \leq \Delta N_{lm}, \\ j=1,2,\dots,J; t=1,2,\dots,T_p, \\ l,m=1,2,\dots,L(l \neq m), \end{cases}$$

где $\Delta N_j, \Delta N_{lm}$ – максимальный прирост мощности за отдельный этап расчётного периода.

Балансы, входящие в модель, могут быть представлены как алгебраические суммы функций отдельных переменных, т.е.:

$$F_1(x_1) + F_2(x_2) + \dots + F_n(x_n) = B.$$

Этими функциями являются зависимости: отпускаемой (передаваемой) энергии от мощности объекта и режима его работы; расхода топлива на электростанциях от отпуска энергии; потерь в ЛЭП от количества передаваемой мощности и энергии и т.д.

Большинство из перечисленных функций нелинейные, но основные из них могут быть учтены в линейной модели кусочно-линейной аппроксимацией.

Зависимость количества отпускаемой энергии \mathcal{E} от мощности электростанции P и числа часов её использования h учитывается следующим образом.

Для ТЭС, единичная установленная мощность которых, как правило, известна заранее (например, на основании типовых проектов), зависимость $\mathcal{E}=f(P,h)$ учитывается путём задания нескольких значений числа часов использования мощности (например), $h_1=7000$ ч, $h_2=4000$ ч). При этом варианты развития ТЭС различаются лишь значением отпуска энергии. Искомыми в модели считаются значения мощности ТЭС по каждому варианту её развития $P_{j(h1)}, P_{j(h2)}$.

Поскольку каждому значению отпуска электроэнергии соответствует определённое значение удельного расхода топлива, то одновременно с нелинейной зависимостью $\mathcal{E}=f(P,h)$ в модели приближённо учитывается нелинейный характер обобщённой зависимости удельного расхода топлива на электростанции b_j от количества отпускаемой энергии (рис.7.2).

Тем самым в модели с определённой степенью точности учитывается действительный характер экономической зависимости топливной составляющей затрат на электростанциях от количества отпускаемой энергии.

Для учёта зависимости количества передаваемой энергии от пропускной способности ЛЭП и числа часов её использования применяется приём, аналогичный описанному выше для ТЭС.

Достоинствами линейных моделей являются: возможность рассмотрения большого количества вариантов энергетических объектов; получение глобального минимума целевой функции; применение хорошо разработанных методов линейного программирования.

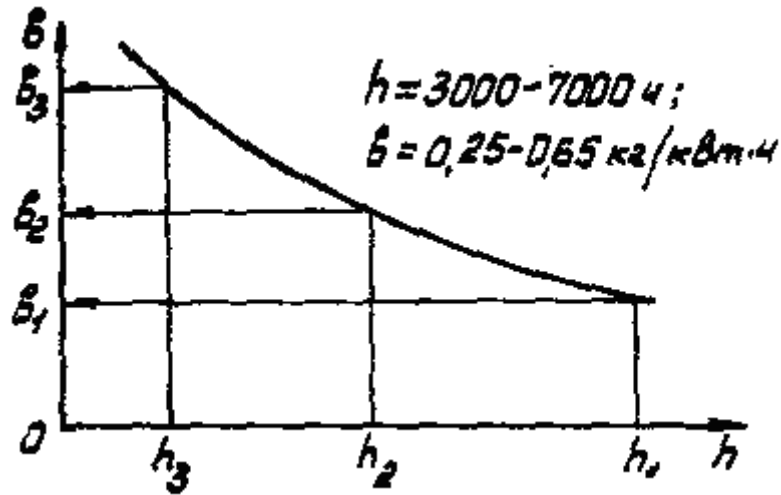


Рис. 7.2. Зависимость удельного расхода топлива от числа часов использования мощности

7.2. Линейное программирование в задачах развития энергосистем

Общая задача линейного программирования формулируется следующим образом.

Требуется вычислить минимум линейной функции n переменных

$$L = L(x_1, x_2, \dots, x_n) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n$$

при ограничениях, наложенных на переменные x_1, x_2, \dots, x_n вида:

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \geq b_1 \\ a_{l1}x_1 + a_{l2}x_2 + \dots + a_{ln}x_n \geq b_l \end{cases} \quad (7.1)$$

$$\begin{cases} a_{l+1,1}x_1 + a_{l+1,2}x_2 + \dots + a_{l+1,n}x_n \leq b_{l+1} \\ a_{r1}x_1 + a_{r2}x_2 + \dots + a_{rn}x_n \leq b_r \end{cases} \quad (7.2)$$

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, t; (t \leq n).$$

Множество наборов (x_1, x_2, \dots, x_n) , удовлетворяющих условиям (7.1) и (7.2), называют областью определения задачи.

Матрицу коэффициентов

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{l1} & a_{l2} & \dots & a_{ln} \\ a_{r1} & a_{r2} & \dots & a_{rn} \end{bmatrix}$$

будем называть матрицей условий задачи.

Столбцы матрицы условий – векторы коэффициентов при переменных x_j - называются векторами условий:

$$A_j = [a_{1j}, a_{2j}, \dots, a_{rj}]^*$$

вектор, составляющие которого – правые части условий задачи, будем называть вектором ограничений:

$$B = [b_1, b_2, \dots, b_r]^*$$

вектор, составленный из коэффициентов целевой функции, – вектором коэффициентов целевой функции:

$$C = [c_1, c_2, \dots, c_n]^*$$

Вектор $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^*$, удовлетворяющий условиям задачи, называют планом задачи. План, обращающий в минимум целевую функцию, называется оптимальным планом или решением задачи.

Для удобства решения задачи линейного программирования приводят к единой форме, называемой канонической.

Задача линейного программирования записана в канонической форме, если она формулируется следующим образом:

найти минимум целевой функции

$$L = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n \quad (7.3)$$

при условиях

[illegible]

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, n \quad (7.5)$$

Преобразование к канонической форме выполняют путём введения дополнительных неотрицательных переменных

$$x_{n+1}, x_{n+2}, \dots, x_{n+(r-l)}; x_i \geq 0, i = n+1, \dots, n+(r-l).$$

Тогда ограничения (7.1), (7.2) эквивалентны следующим:

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{l1}x_1 + a_{l2}x_2 + \dots + a_{ln}x_n = b_l \\ a_{l+1,1}x_1 + a_{l+1,2}x_2 + \dots + a_{l+1,n}x_n + x_{n+1} = b_{l+1} \\ a_{r1}x_1 + a_{r2}x_2 + \dots + a_{rn}x_n + x_{n+(r-l)} = b_r \end{cases}$$

В целевую функцию дополнительные переменные входят с нулевым коэффициентом.

Если требование неотрицательности относится не ко всем переменным ($t < n$), то простейший путь перехода к канонической форме – это замена переменных x_j , не связанных условием неотрицательности, разностью пере-

менных $x_j = x'_j - x''_j$, где $x'_j \geq 0, x''_j \geq 0$. Число переменных при этом увеличивается.

Запишем задачу линейного программирования (7.3) – (7.5) в векторной форме.

Требуется вычислить неотрицательный вектор $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^*$, обращающий в минимум целевую функцию

$$L = C^* X \quad (7.6)$$

при условии

$$x_1 A_1 + x_2 A_2 + \dots + x_n A_n = B, \quad (7.7)$$

$$X \geq 0, \quad (7.8)$$

где $C^* = [c_1, c_2, \dots, c_n]$ – вектор коэффициентов целевой функции;

$A_j = [a_{1j}, a_{2j}, \dots, a_{mj}]^*$ – векторы условий задачи;

$B = [b_1, b_2, \dots, b_m]^*$ – вектор ограничений.

Векторы условий A_j соответствуют столбцам матрицы условий

$$A = [A_1, A_2, \dots, A_j, \dots, A_n].$$

Решение задачи (7.6) – (7.8) связано с решением системы линейных уравнений (7.7). Это решение должно быть неотрицательным и соответствовать минимуму целевой функции (2.6). Так как число переменных n в этой системе больше числа уравнений m , то одно из возможных решений можно найти, если произвольно выбрать равными нулю $n-m$ переменных. В этом случае получаем систему m уравнений с m неизвестными. Решение этой системы можно получить обычными методами алгебры (по правилу Крамера, методом Гаусса, методом Зейделя и.т.д.). Для решения составленной таким

образом системы необходимо, чтобы её определитель был отличен от нуля. Если это условие не выполняется, то можно приравнять нулю другие $n-m$ переменные. Полученное при этом решение называется базисным.

Базисом называется любой набор m векторов условий задачи, таких, что определитель, составленный из системы этих векторов, не равен нулю:

$$\det(A_1 A_2 \dots A_m) \neq 0$$

Переменные x_j , соответствующие этим векторам условий задачи, называются базисными переменными (по отношению к данному базису). Остальные $n-m$ переменные называются небазисными переменными. Для системы уравнений (7.7) может существовать несколько базисов с различными базисными переменными. Базисное решение может быть произвольным, т.е. базисные переменные могут быть и положительными, и отрицательными ($x > 0$, $x < 0$, $x = 0$). То решение, для которого все базисные переменные не отрицательны, называется опорным планом задачи.

Если вычислять значение целевой функции (7.6), соответствующее различным опорным планам, то можно найти оптимальный план задачи. В линейном программировании разработано несколько методов отыскания оптимального плана. Наиболее распространённым является метод последовательного улучшения плана (симплексный метод). Этот метод содержит три составляющие; 1) способ вычисления опорного плана; 2) признак, по которому можно проверить, является ли выбранный опорный план оптимальным; 3) способ перехода от одного опорного решения к другому, более близкому к оптимальному.

Применяя метод последовательного улучшения плана, можно через конечное число шагов получить оптимальное решение или обнаружить неразрешимость задачи линейного программирования.

Рассмотрим вычисление опорного плана задачи и переход к другому опорному плану. Положим, что система (7.7) содержит m единичных векторов:

$$A_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix}, A_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 1 \end{bmatrix}, A_m = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 1 \end{bmatrix}, A_{m+1} = \begin{bmatrix} a_{1,m+1} \\ a_{2,m+1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ a_{m,m+1} \end{bmatrix}, \dots, A_n = \begin{bmatrix} a_{1n} \\ a_{2n} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ a_{mn} \end{bmatrix}.$$

Определитель, составленный из векторов $A_1 A_2 \dots A_m$ не равен нулю, т.е. эти векторы образуют базис. Переменные x_1, \dots, x_m , соответствующие базисным векторам, являются базисными переменными. Остальные переменные (x_{m+1}, \dots, x_n) приравниваем к нулю.

Система (7.7) для выбранных базисных переменных может быть записана следующим образом:

$$x_1 A_1 + x_2 A_2 + \dots + x_m A_m = B \quad (7.9)$$

Так как базисные векторы единичные, то базисные переменные равны соответствующим элементам вектора B :

$$x_1 = b_1, x_2 = b_2, \dots, x_m = b_m$$

При неотрицательных значениях b_1, b_2, \dots, b_m первоначальный опорный план имеет следующий вид:

$$X_0 = (x_1 = b_1, x_2 = b_2, \dots, x_m = b_m, x_{m+1} = 0, \dots, x_n = 0).$$

Рассмотрим, как, исходя из первоначального опорного плана, построить следующий опорный план.

Каждый из векторов системы (7.7) можно разложить по векторам базиса

$$A_j = \sum_{i=1}^m x_{ij} A_i, j = 1, 2, \dots, n,$$

где A_j – базисный вектор;

x_{ij} – коэффициенты разложения.

Положим, что для некоторого вектора, не входящего в базис, например, A_{m+1} , хотя бы один из коэффициентов $x_{1,m+1}, x_{2,m+1}, \dots, x_{m,m+1}$ в разложении

$$A_{m+1} = x_{1,m+1} A_1 + x_{2,m+1} A_2 + \dots + x_{m,m+1} A_m \quad (7.10)$$

является положительным.

Зададимся некоторой величиной $\theta > 0$ (пока неизвестной), умножим на неё обе части равенства (7.10) и затем вычтем из выражения (7.9):

$$(x_1 - \theta x_{1,m+1}) A_1 + (x_2 - \theta x_{2,m+1}) A_2 + \dots \\ + (x_m - \theta x_{m,m+1}) A_m + \theta A_{m+1} = B$$

Вектор

$$X_1 = [x_1 - \theta x_{1,m+1}; x_2 - \theta x_{2,m+1}; \dots; x_m - \theta x_{m,m+1}; \theta; 0; \dots; 0]^*$$

является опорным планом задачи линейного программирования, если его компоненты неотрицательны.

Значения $x_i - \theta x_{i,m+1} \geq 0$ всегда, если $x_{i,m+1} < 0$, т.к. $\theta > 0$.

Если $x_{i,m+1} > 0$, то θ , выбираем так, чтобы $x_i - \theta x_{i,m+1} \geq 0$, т.е.

$$\theta \leq x_i / x_{i,m+1}.$$

Вектор X_1 является опорным планом задачи линейного программирования для любого θ , удовлетворяющего условию

$$0 < \theta \leq \min \frac{x_i}{x_{i,m+1}},$$

где минимум берётся по i , для которых $x_{i,m+1} > 0$.

Опорный план должен содержать не более m положительных компонент, поэтому в плане X_1 необходимо обратить в нуль хотя бы одну из компонент.

Положим, что

$$\theta_0 = \min \frac{x_i}{x_{i,m+1}},$$

тогда i -я компонента плана X_1 , для которой достигается минимум, обращается в нуль.

Пусть $i=1$, т.е.

$$\theta_0 = \frac{x_i}{x_{i,m+1}}.$$

Подставляя θ_0 в выражение (7.9), получим равенство:

$$x'_2 A_2 + x'_3 A_3 + \dots + x'_m A_m + x'_{m+1} A_{m+1} = B$$

которому соответствует новый опорный план:

$$X_1 = [0; x'_2; x'_3; \dots; x'_m; x'_{m+1}; 0; \dots; 0]^*, \quad (7.11)$$

где $x'_i = x_i - \theta_0 x_{i,m+1}, i = 2, 3, \dots, m$,

$$x'_{m+1} = \theta_0.$$

Исключение одного вектора из базиса и включение вместо него другого с помощью θ_0 соответствуют переходу от одного базиса к другому по методу Жордана-Гаусса. Поэтому система $A_2, A_3, \dots, A_m, A_{m+1}$ линейно

независима и является новым базисом. Для определения следующего опорного плана необходимо любой вектор, не входящий в базис $A_2, A_3, \dots, A_m, A_{m+1}$, разложить по векторам этого базиса, а затем определить такое $\theta_0 > 0$, при котором исключался бы один из векторов этого базиса.

Процесс получения новых опорных планов заключается в выборе вектора, который подлежит включению в базис, и определении вектора, подлежащего исключению из базиса. Вводить новый вектор в базис целесообразно только в том случае, если значение целевой функции уменьшается. Критерий, используемый для определения вектора, который включается в базис, является одним из основных элементов метода последовательного улучшения плана.

Исходному X_0 опорному плану соответствует значение целевой функции

$$L(x_0) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_m x_m.$$

Для нового опорного плана (2.11) получим

$$\begin{aligned} L(x_1) &= c_2 x_2' + c_3 x_3' + \dots + c_m x_m' + c_{m+1} \theta_0 = \\ &= \sum_{i=1}^m c_i x_i - \theta_0 \left(\sum_{i=1}^m c_i x_{i,m+1} - c_{m+1} \right) = L(x_0) - \theta_0 \Delta_{m+1}, \end{aligned}$$

где $\Delta_{m+1} = \sum_{i=1}^m c_i x_{i,m+1} - c_{m+1}$ — оценка $(m+1)$ -го вектора условий;

c_i — коэффициенты целевой функции при базисных переменных.

Так как $\theta_0 > 0$, то $L(x_1) < L(x_0)$ в том случае, если

$$\Delta_{m+1} > 0.$$

Для скорейшего достижения минимума целевой функции в очередной базис нужно вводить тот вектор, для которого оценка вектора условий Δ_i максимальна.

Если для некоторого плана X_o оценки всех векторов $A_j (j = 1, 2, \dots, n)$ в данном базисе удовлетворяют условию

$$\Delta_j = \sum_{i=1}^m c_i x_{ij} - c_j \leq 0, \quad ,$$

то план X_o — является оптимальным.

При проверке опорного плана на оптимальность может встретиться один из следующих трёх случаев:

- 1) $\Delta_j \leq 0$ для $j = 1, 2, \dots, n$;
- 2) $\Delta_j > 0$ для некоторого j и все соответствующие величины $x_{ij} \leq 0, i = 1, 2, \dots, m$;
- 3) $\Delta_j > 0$ для некоторых j и для каждого такого j по крайней мере одно из чисел $x_{ij} > 0$.

В случае 1 получен оптимальный план. В случае 2 задача неразрешима. В случае 3 можно указать правило для перехода к новому опорному плану X' , более близкому к решению.

Новый, "лучший" опорный план может быть получен заменой в базисе предыдущего опорного плана вектора A_r , расположенного в r -й позиции базиса, на вектор A_k с положительной максимальной оценкой Δ_k .

Для всех i , для которых $x_{ik} > 0$, определим отношения

$$\theta_i = \frac{x_i}{x_{i,k}}.$$

Выберем минимальное значение θ_i :

$$\theta_0 = \min \theta_i .$$

Пусть отношение $\frac{x_i}{x_{i,k}}$, достигает минимума при $i=r$.

Базисные переменные нового опорного плана вычисляют по формуле:

$$x'_i = \begin{cases} x_i - \theta_0 x_{ik}, i \neq r \\ \theta_0, i = r. \end{cases} \quad (7.13)$$

Новые коэффициенты разложения x'_{ij} векторов по новому базису определяют по выражению

$$x'_{ij} = \begin{cases} x_{ij} - \frac{x_{rj}}{x_{rk}} x_{ik}, i \neq r \\ \frac{x_{rj}}{x_{rk}}, i = r \end{cases} \quad (7.14)$$

Новое значение целевой функции $L(x')$ равно:

$$L(x') = L(x) - \theta_0 \Delta_k \quad (7.15)$$

Новые значения Δ'_j можно определить по формуле, аналогичной формуле (2.14):

$$\Delta'_j = \Delta_j - \frac{x_{rj}}{x_{rk}} \Delta_k \quad (7.16)$$

Метод последовательного улучшения плана позволяет, отправляясь от некоторого исходного опорного плана и постепенно улучшая его, получить через конечное число шагов оптимальный план или убедиться, что задача неразрешима. Каждый шаг состоит из двух этапов: 1) проверка полученного опорного плана на оптимальность по условию (7.12); 2) если опорный план

не оптимален, а задача разрешима, то выполняют преобразования по формулам (7.13) – (7.16).

Для выбора исходного плана в общем случае можно использовать метод улучшения плана применительно к вспомогательной задаче.

Наряду с задачами (7.3) – (7.5) рассмотрим вспомогательную задачу: найти минимум целевой функции

$$\tilde{L}(x) = \sum_{i=1}^m x_{n+i} \quad (7.17)$$

при условиях

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n + x_{n+1} = b_1 \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n + x_{n+m} = b_m \end{cases} \quad (7.18)$$

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, n + m \quad (7.19)$$

Начальный план вспомогательной задачи составляют из компонент:

$$x_j = 0 \quad \text{при} \quad j \leq n,$$

$$x_{n+i} = b_i \quad \text{при} \quad i = 1, 2, \dots, m.$$

Составляющим этого начального плана x_j при $j \geq n + 1$ отвечают m различных единичных векторов условий, т.е. этот начальный план будет опорным планом вспомогательной задачи.

При решении вспомогательной задачи (7.17) – (7.19) возможны два случая: 1) оптимальное значение $\tau^0 = 0$; 2) оптимальное значение $\tau^0 > 0$.

При $\tau^0 = 0$ все $x_{n+i}^0 = 0$ ($i = 1, 2, \dots, m$). Следовательно, решение X^0 (его первые n составляющих) вспомогательной задачи удовлетворяет условиям исходной задачи (7.4) – (7.5). Таким образом, оптимальный план вспомогательной задачи является опорным планом исходной задачи.

Решение линейной модели оптимизации структуры генерирующей мощности как задачи линейного программирования выполняет на ЭВМ.

7.3. Оптимизация генерирующих мощностей в условиях частичной неопределённости исходной информации

При проектировании развития ЭЭС на период 10 – 15 лет часть информации имеет неопределённый характер. Применение в этих условиях детерминированных моделей может приводить к ошибочным или сомнительным результатам.

Одним из способов учёта вероятностного и неопределённого характера исходной информации является применение моделей и методов стохастического программирования. Стохастические модели позволяют учесть весь диапазон возможных значений исходных данных, задаваемых в вероятностной или вероятностно-неопределённой форме.

Рассмотрим возможность учёта неопределённости в линейной модели оптимизации структуры генерирующих мощностей.

В общем случае линейная детерминированная модель описывается соотношениями (7.3) -(7.5). В моделях стохастического программирования параметры c_j, a_{ij}, b_j рассматривают как случайные величины. В общем случае они могут быть функциями случайных параметров θ . Часто θ называют состоянием природы. Пусть $c_j = c_j(\theta)$, $a_{ij} = a_{ij}(\theta)$, $b_{ij} = b_{ij}(\theta)$. Тогда стохастическая модель имеет вид:

$$L = \sum_{j=1}^n c_j(\theta) x_j \Rightarrow \min, \quad (7.20)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}(\theta) x_j \geq b_i(\theta), i = 1, 2, \dots, m, \quad (7.21)$$

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, n. \quad (7.22)$$

В детерминированной модели чаще всего вместо $c_j(\theta)$, $a_{ij}(\theta)$, $b_i(\theta)$ рассматривают их средние значения, оптимизацию выполняют в расчёте на средние затраты, мощности, ресурсы.

Любой фиксированный вектор $\mathbf{X}=(x_1, \dots, x_n)$ при одних значениях θ может удовлетворять условиям (7.21), а при других – нет.

В качестве допустимых планов задачи (7.20) – (7.22) можно рассматривать векторы \mathbf{X} , удовлетворяющие условиям (7.21), (7.22) при всех θ , т.е.

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n a_{ij}(\theta)x_j &\geq b_i(\theta), \theta \in \Omega, i = 1, 2, \dots, m, \\ x_j &\geq 0, j = 1, 2, \dots, n, \end{aligned} \quad (7.23)$$

где Ω – множество возможных значений состояний природы.

Это жёсткая постановка задачи. В этом случае решение выбирается осторожно, чтобы оптимальный план удовлетворял всем условиям (7.23) даже при маловероятных значениях θ .

Более "смелое" решение можно получить, если принять допущение о том, что условия (7.23) выполняются с некоторой вероятностью P .

$$P\left\{\sum_{j=1}^n a_{ij}(\theta)x_j \geq b_i(\theta)\right\} \geq P_i, i = 1, 2, \dots, m, \quad (7.24)$$

где P_i – заданные числа.

Недостатком учёта неопределённости в виде условий (7.23) и (7.24) является то, что в них фиксируется только факт нарушения условий. При оптимизации ЭЭС имеет значение и величина нарушения баланса, и вид ресурса, по которому условие не выполняется.

Вводя штрафные функции по каждому условию, целевую функцию (её среднее значение) можно представить в следующем виде:

$$F(x) = \sum_{j=1}^n \bar{c}_{ij}(\theta) x_j + \sum_{i=1}^m M \{ r_j [\sum_{j=1}^n a_{ij}(\theta) x_j - b_i(\theta)] \},$$

где $\bar{c}_{ij}(\theta)$ – среднее значение удельных затрат;

$M\{y\}$ – математическое ожидание величины y ;

r_j – штрафная функция.

Если неравенства (7.21) преобразовать в равенства, то функция будет иметь вид:

$$r_j = \begin{cases} \alpha_i v_i, & \text{если } v_i \geq 0, \\ \beta_i v_i, & \text{если } v_i < 0, \end{cases}$$

где $v_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}(\theta) x_j - b_i(\theta)$;

α_i, β_i – коэффициенты.

Введём переменные y_i^- и y_i^+ , корректирующие условия задачи. Тогда стохастическая модель будет иметь вид: найти минимум функции

$$F(x) = \sum_{j=1}^n \bar{c}_{ij}(\theta) x_j + M \left\{ \sum_{i=1}^m (\alpha_i y_i^+ + \beta_i y_i^-) \right\}, \quad (7.25)$$

при условиях

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}(\theta) x_j + y_i^+ - y_i^- - b_i(\theta) = 0, i = 1, 2, \dots, m, \quad (7.26)$$

$$x_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n.$$

Модель (7.25) – (7.26) называется двухэтапной стохастической моделью. Фиксированный план $\mathbf{X}=(x_1, \dots, x_n)$, выбираемый по априорной информации о состоянии природы θ , должен корректироваться по мере уточнения информации.

При оптимизации структуры генерирующих мощностей дополнительные переменные y_i^{\pm} представляют собой дополнительные мощности электростанций (например, ГТУ, КЭС), линий электропередачи или мощности демонтируемого устаревшего оборудования.

Недостатки планирования при неопределённой информации связаны с большими затратами на исправление ранее принятого плана. Необходимо выбирать такие планы развития, которые минимизировали бы затраты на их реализацию и коррекцию.

При использовании детерминированных моделей этапы выбора плана и коррекции рассматривают отдельно. Модели двухэтапного стохастического программирования, объединяя оба этапа, отражают наиболее характерные особенности планирования в условиях неопределённости: вероятностный характер исходной информации; корректировку ранее выбранного плана по мере уточнения информации; выбор предварительного плана с учётом его будущей коррекции.

При известных законах распределения случайных параметров модели стохастическая линейная задача может быть преобразована в нелинейную детерминированную задачу, решаемую методами нелинейного программирования. При неопределённой информации двухэтапная стохастическая модель может быть решена стохастическим квазиградиентным методом. И в первом, и во втором случаях решение задачи большой размерности чрезвычайно сложно и требует применения мощных ЭВМ.

Для решения задачи оптимизации структуры генерирующих мощностей при неопределённой исходной информации разработан метод, использующий детерминированные модели. Этот метод включает четыре этапа.

Этап 1. На основе отчётной информации оценивают вероятностные характеристики исходных данных или границы интервала их изменений. По этим данным с помощью метода статистических испытаний получают доста-

точное количество случайных реализаций внешних условий, которые затем группируют в заданное число однородных групп.

Этап 2. С помощью детерминированной ММ системы для каждого сочетания исходных данных получают соответствующее оптимальное решение. Множество оптимальных решений можно распределить по группам.

Этап 3. Каждый вариант из зоны неопределённости является оптимальным и допустимым при одних сочетаниях исходных данных и неудовлетворительным при других условиях. Прежде чем приступить к сравнению вариантов, необходимо поместить их в сопоставимые условия. Для этого применяют адаптивную модель системы. В ней основной вариант развития системы считается известным, и отыскиваются такие наборы дополнительных корректирующих мероприятий (ускорение или замедление ввода мощности), которые приспособливают данный вариант к другим внешним условиям при минимальных затратах на адаптацию системы. С помощью адаптивной модели определяются элементы платёжной матрицы.

Этап 4. Выбирают вариант, обеспечивающий минимальные значения одного из критериев теории игр.

8. МОДЕЛИ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

8.1. Оптимизация развития питающих сетей энергосистем методом динамического программирования

Питающая сеть РЭС (110 кВ и выше) может быть присоединена к шинам электростанций и шинам среднего напряжения подстанций связи (ПС) с системообразующей сетью ОЭС (рис.8.1). Номинальные напряжения участков питающей сети следует выбирать из сложившейся в РФ системы напряжений: 110-220-500-1150 кВ или 110-330-750 кВ.

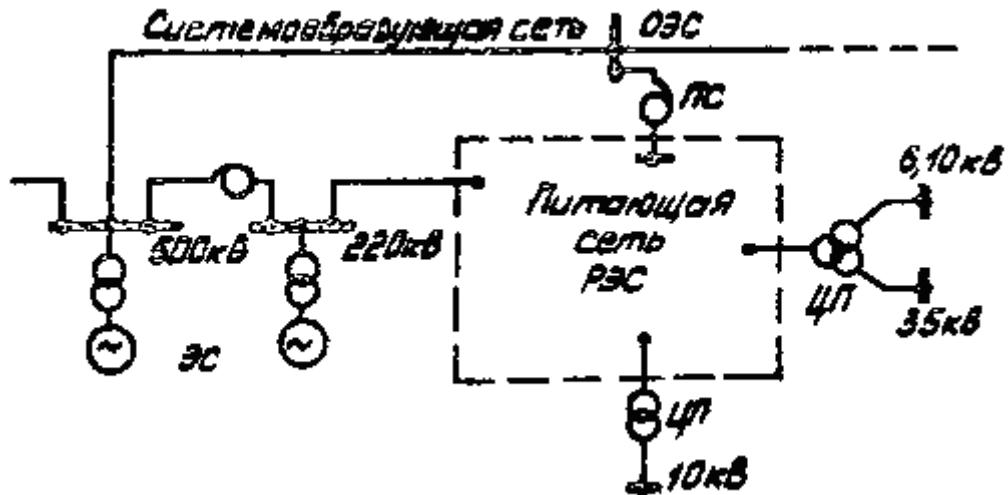


Рис.8.1. Структурная схема сетей ЭЭС

Конфигурация питающих сетей зависит от географического расположения потребителей и источников питания и их характеристик. Общей тенденцией развития питающих сетей является "наложение" на электрические сети с низкой пропускной способностью сетей более высокого напряжения, применение глубокого ввода высокого напряжения (приближение центральной подстанции (ЦП) к потребителям).

Распределительные сети присоединяют к ЦП. В основном применяют древовидную конфигурацию распределительных сетей с резервированием питания от соседних ЦП.

Развитие электрической сети и ЭЭС в целом представляет бесконечный последовательный процесс смены состояний сети при росте нагрузок существующих узлов, появлении новых нагрузок, замене изношенного оборудования. Под состоянием сети понимается фиксированный для некоторого момента времени состав параметров оборудования и режимов. Практически возможно рассмотреть развитие сети в ограниченном расчётном периоде времени T_p . Состояние сети в удобно описывать с помощью вектора состояния C_t , где t – номер этапа развития ($t=1, 2, T_p$). Число компонент вектора C_t на каждом этапе равно сумме числа новых и реконструируемых элементов сети:

$$\mathbf{C}_t = (C_{1t}, C_{2t}, \dots, C_{mt}).$$

Здесь C_{it} – i -я компонента вектора \mathbf{C}_t , соответствующая i -й ветви (группе ветвей). Для примера схемы сети, изображённой на рис. 8.2, число компонент вектора состояния $m=3$, а каждая из ветвей ($i=1, 2, 3$) может находиться в одном из двух состояний

$$C_{it} = \begin{cases} 0 - \text{ветвь отсутствует,} \\ 1 - \text{ветвь с параметрами } R_B, X_B, K_B. \end{cases}$$

В примере рис. 8.2 решается задача выбора оптимальной схемы присоединения к сети новой подстанции «п/ст 2» линиями «Л 2», «Л 3» и увеличения пропускной способности существующей линии «Л 1» при подвеске второй цепи. Число вариантов значений вектора \mathbf{C}_t равно

$$N = 2^m = 2^3 = 8.$$

Используя векторы состояния, многовариантное развитие электрической сети (рис. 8.2) можно представить в виде направленного графа (рис. 8.3).

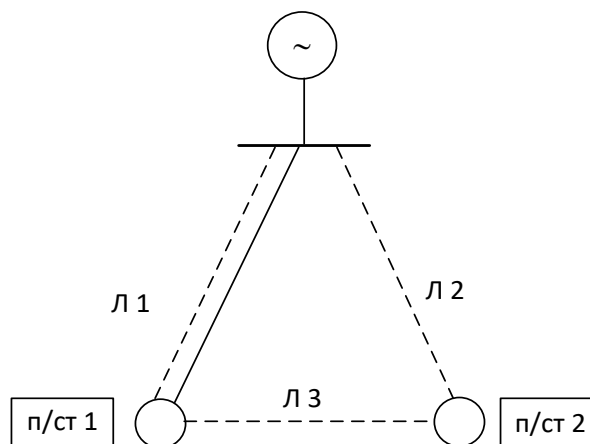


Рис.8.2. Схема проектируемой сети:

- - существующая линия;
- - - - проектируемые линии

Вершинами графа развития являются различные варианты вектора состояния $C_t^{(k)}$ ($k=0, 1, \dots, N-1$) в момент времени t . Дуги графа отражают возможности перехода из одного состояния в другое $C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}$ ($j, k=0, 1, \dots, N-1$), им соответствуют определённые затраты (капитальные и эксплуатационные) необходимые для такого перехода. Существует множество допустимых дуг (путей), соединяющих начальную вершину C_0 с одной из вершин $C_{T_p}^{(k)}$ ($k=0, 1, \dots, N-1$), находящейся на уровне $t=T_p$. Допустимость путей и состояний (вершин графа) проверяется сопоставлением расчётных величин потоков мощности и напряжений с предельно возможными для рассматриваемого состояния сети. Переход из одного состояния в другое $C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}$ возможен, если возможен переход по каждой компоненте вектора $C_{i,t-1}^{(j)} \rightarrow C_{it}^{(k)}$. Для этого должно выполняться условие

$$C_{it}^{(k)} \geq C_{i,t-1}^{(j)}, \quad i = 1, 2, 3, \dots (j, k=0, 1, \dots, N-1). \quad (8.1)$$

Среди допустимых путей от C_0 до $C_{T_p}^{(k)}$ ($k=0, 1, \dots, N-1$) и необходимо найти путь «кратчайшей длины», для которого суммарные дисконтированные затраты на последовательные переходы от одного состояния к другому – минимальны

$$Z_d = \sum_{t=1}^{T_p} (K_t + I_t)(1+E)^{-t} = \sum_{t=1}^{T_p} Z_t \Rightarrow \min, \quad (8.2)$$

где $Z_t = (K_t + I_t)(1+E)^{-t}$ – затраты в году t с учётом их дисконтирования.

Капитальные вложения K_t определяются изменениями сети в году t при переходе $C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}$, т.е. зависят от $C_{t-1}^{(j)}$, и $C_t^{(k)}$. Эксплуатационные затраты I_t состоят из суммы расходов на обслуживание, ремонт $I_{\text{обс } t}$ и стоимости изменения потерь электроэнергии при вводе новых объектов $I_{\text{пот } t} = \Pi_3 \delta W_t$, определяемой по средневзвешенному тарифу на электроэнергию Π_3 . Величина $I_{\text{обс } t}$ зависит от всех капиталовложений, осуществлённых за период от первого года до года $(t-1)$, и определяется значением вектора состояний $C_{t-1}^{(j)}$. Изменения потерь электроэнергии $\delta W_t = \Delta W(C_t^{(k)}) - \Delta W(C_{t-1}^{(j)})$ зависят от состояний $C_t^{(k)}$, $C_{t-1}^{(j)}$, нагрузок года t и $(t-1)$.

Таким образом для всего расчётного периода затраты (8.2) равны сумме затрат для каждого перехода в отдельности, т.е. обладают марковскими свойствами аддитивностью:

$$Z_d = \sum_{t=1}^{T_p} Z_t(C_{t-1}^{(j)}, C_t^{(k)}). \quad (8.3)$$

Целенаправленный поиск оптимального пути развития сети из множества возможных S с использованием графа развития выполняется методом динамического программирования, основанного на принципе оптимальности. Согласно этому принципу любой участок оптимального пути является оптимальным. Метод динамического программирования применительно к задаче поиска минимума (8.3) позволяет на каждом шаге t решать задачу минимизации только по переменным $C_{t-1}^{(j)}$ и последовательно уменьшать число конкурентноспособных вариантов из множества S . Алгоритм решения представляет собой многошаговый процесс, на каждом шаге которого производят «отметание» некоторого множества вариантов S_t , о котором в процессе работы

алгоритма становится известным, что оно не содержит участка оптимального пути.

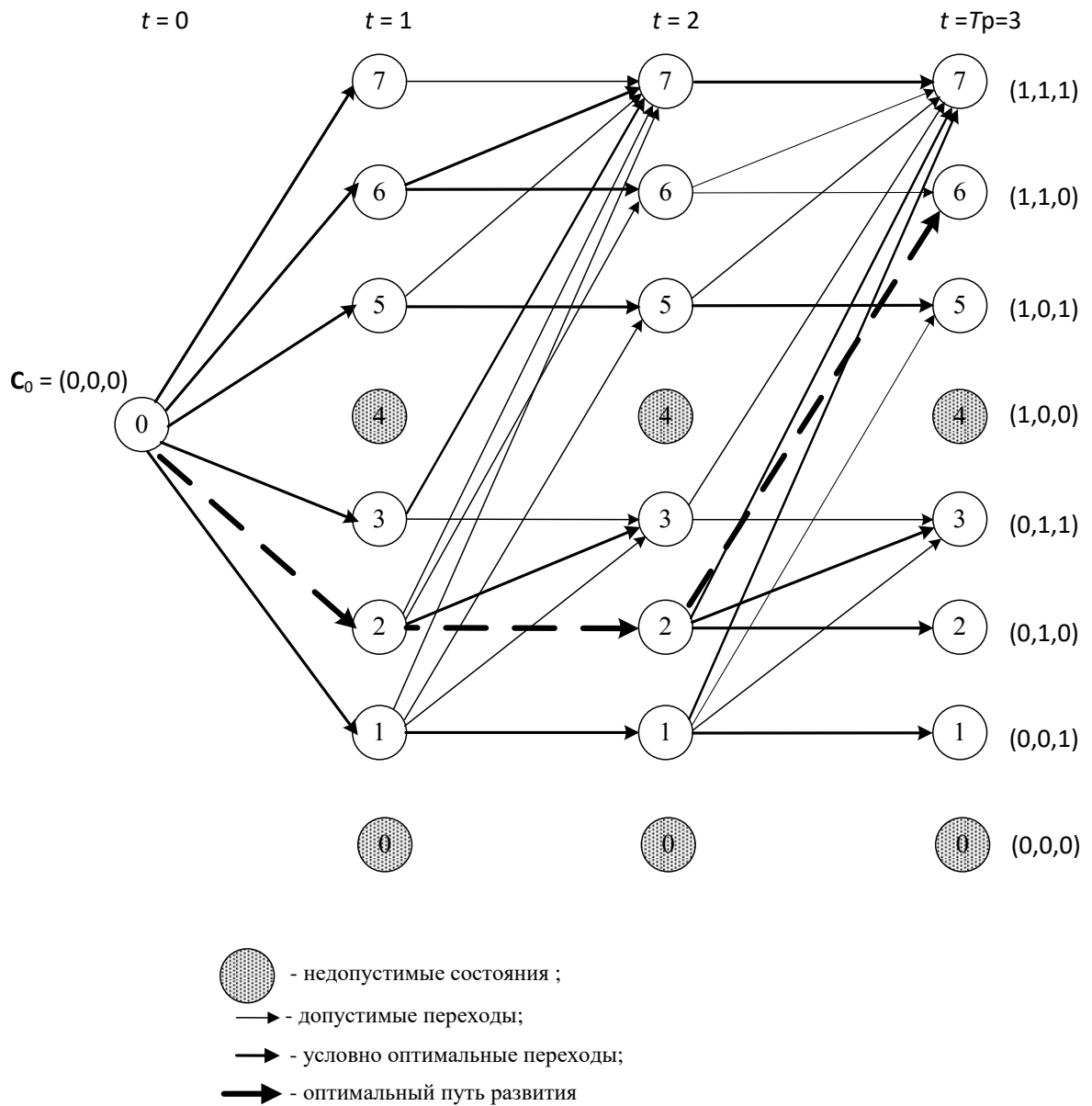


Рис. 8.3. Граф развития электрической сети

Обозначим через $l(C_t^{(k)})$ минимальные затраты на переход от вершины C_0 до вершины $C_t^{(k)}$.

На первом шаге

$$l\left(\mathbf{C}_1^{(k)}\right)=3_1\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_1^{(k)}\right) \quad (8.4)$$

и сужения множества S не происходит. На втором шаге рассмотрим пути от вершины \mathbf{C}_0 до любой вершины $\mathbf{C}_2^{(k)}$. Путь с минимальными затратами определим из соотношения

$$l\left(\mathbf{C}_2^{(k)}\right)=\min _{k=0,1, \ldots, N-1} 3_2\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_2^{(k)}\right)=\min _{\mathbf{C}_1^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(k)}}\left[l\left(\mathbf{C}_1^{(j)}\right)+3_2\left(\mathbf{C}_1^{(j)}, \mathbf{C}_2^{(k)}\right)\right] . \quad (8.5)$$

Любой путь, проходящий через $\mathbf{C}_1^{(j)}$ и не содержащий участка $l\left(\mathbf{C}_2^{(k)}\right)$, не может быть претендентом на оптимальность. Множество вариантов S_2 , которое мы исключаем на этом шаге, состоит из всех путей, не содержащих участка $l\left(\mathbf{C}_2^{(k)}\right)$.

Пусть теперь для каждой вершины $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$ определены затраты $l\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}\right)$ на пути от исходной вершины \mathbf{C}_0 . Тогда минимальные затраты на пути, соединяющим любую вершину $\mathbf{C}_t^{(k)}$ и \mathbf{C}_0 , равны

$$l\left(\mathbf{C}_t^{(k)}\right)=\min _{k=0,1, \ldots, N-1} 3_t\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_t^{(k)}\right)=\min _{\mathbf{C}_{t-1}^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_t^{(k)}}\left[l\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}\right)+3_t\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}, \mathbf{C}_t^{(k)}\right)\right] . \quad (8.6)$$

Все варианты путей S_t , не содержащие участка $l\left(\mathbf{C}_t^{(k)}\right)$, отбрасываются.

Формула (8.6) – это общее рекуррентное уравнение, описывающее многошаговый процесс отыскания решения. Продолжая расчёт по (8.6) на последнем шаге ($t=T_p$) получим для каждой вершины $\mathbf{C}_{T_p}^{(k)}$ значение функции $l\left(\mathbf{C}_{T_p}^{(k)}\right)$.

Чтобы завершить процедуру поиска оптимального пути, выполним ещё одну процедуру минимизации:

$$Z_{\text{опт}} = \min_k \left[l \left(\mathbf{C}_{T_p}^{(k)} \right) \right]. \quad (8.7)$$

Применение метода динамического программирования для решения модели оптимизации развития электрической сети позволяет учесть нелинейность технико-экономических показателей, дискретное изменение параметров, динамизм развития. Однако реализация данного метода предъявляет высокие требования к объёму памяти и быстродействию ЭВМ. Уменьшение числа рассматриваемых состояний может быть достигнуто предварительным анализом условий развития сети, выполненным проектировщиком.

8.2. Оптимизация конфигурации электрической сети

Оптимальную конфигурацию распределительной сети с достаточной точностью можно определить, используя статическую модель электрической сети.

Исходными данными являются: 1) схема существующей сети; 2) нагрузки узлов для заданного проектного уровня; 3) возможные трассы сооружения новых линий электропередач; 4) технико-экономические показатели существующих и вновь сооружаемых линий.

Целевая функция ММ представляет суммарные дисконтированные затраты в элементы сети. Используя зависимость затрат от потока мощности, целевую функцию представим в следующем виде:

$$\Phi = \sum_{j=1}^L f_j(P_j), \quad (8.8)$$

где $f_j(P_j)$ – затраты в j -й элемент сети;

L – общее число существующих и проектируемых элементов сети.

Для существующих элементов сети $f_j(P_j)$ представляют затраты на эксплуатацию, а для вновь сооружаемых – затраты на строительство и эксплуатацию. Для учёта ограничений потока мощности P_j по существующим элементам используют штрафные функции, тогда

$$f_j(P_j) = \begin{cases} f_j(P_j) - n_{пу} - |P_j| \leq P_j^{пред}, \\ Ш_j - n_{пу} - |P_j| > P_j^{пред}. \end{cases}$$

где $Ш_j$ – достаточно большое возрастание затрат.

В качестве условий в этой модели рассматривают уравнения, соответствующие первому закону Кирхгофа:

$$\sum_{j=1}^L a_{ij} P_j = P_i^H, i = 1, 2, \dots, R, \quad (8.9)$$

где a_{ij} – коэффициент первой матрицы соединения;

P_i^H – максимальная нагрузка i -го узла;

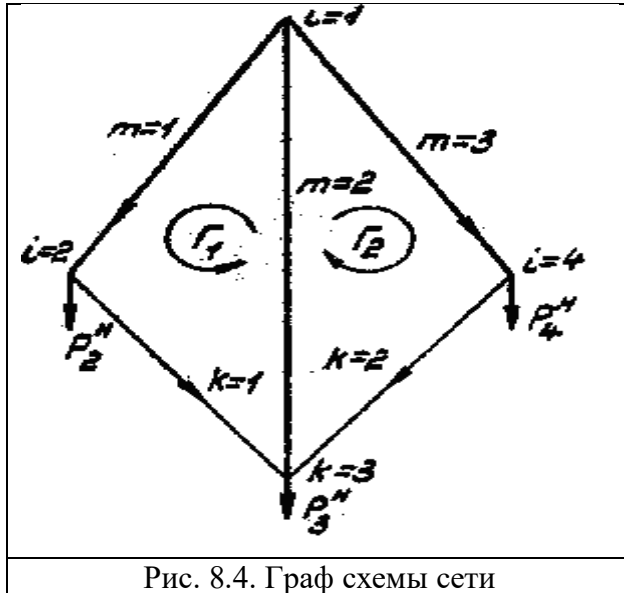
R – число узлов в рассматриваемой сети.

Для построения оптимальной конфигурации сети необходимо найти такие значения P_j , при которых целевая функция (8.8) будет минимальна и выполняются условия (8.9). Для выбора оптимального решения необходимо взять избыточное число новых элементов $L \approx 4R$. Ветви сети, для которых оптимальные токи мощности равны нулю» исключаются из схемы сети.

Оптимальная схема сети, определяемая по выражениям (8.8) и (8.9), представляет собой дерево. Таким образом, целесообразно вести поиск оптимального решения среди всех возможных вариантов деревьев графа расчёт-

ной схемы сети. Число независимых переменных в задаче (8.8), (8.9) уменьшается до $(L-R+1)$.

Так как в практических случаях не требуется абсолютно точного решения, можно использовать приближенный метод покоординатного спуска.



В расчётной схеме сети выделим дерево (рис.8.4) и обозначим ветви, принадлежащие этому дереву индексом m ($m=1,2,\dots,M=R-1$). Контурные ветви обозначим k ($k=1,2,\dots,k=L-R+1$). Добавление к дереву ветви образует контур Γ_k , направление которого совпадает с направлением контурной ветви. Тогда потоки по ветвям дерева можно выразить через потоки в кон-

турных ветвях:

$$P_m = \sum_{k=1}^K b_{mk} P_k, \quad (8.10)$$

где b_{mk} – коэффициенты второй матрицы соединений.

Учитывая выражение (8.10), целевую функцию (8.8) представим в следующем виде:

$$\Phi = \sum_{k=1}^K f_k(P_k) + \sum_{m=1}^M f_m\left(\sum_{k=1}^K b_{mk} P_k\right). \quad (8.11)$$

Поиск минимума (8.11) по переменным P_k выполняют итеративным методом, минимизируя на каждой итерации затраты ϕ_k в k -й контур ($k = 1, 2, \dots, K$) только по одной переменной P_k .

$$\varphi_k = f_k(P_k) + \sum_{m \in \Gamma_k} f_m \left(\sum_{k=1}^K b_{mk} P_k \right).$$

Значения остальных независимых переменных на k -й итерации не меняются.

Таким образом, на каждой итерации из расчётного графа сети выделяют один контур (рис. 8.5), режим которого рассчитывают независимо от других контуров. Минимум определяют по результатам расчёта серии режимов (число режимов равно числу ветвей в контуре), последовательно отключая одну из ветвей рассматриваемого контура. Если минимум f_k будет получен при отключении одной из ветвей дерева, то необходимо поменять местами в k -м контуре старую контурную ветвь и выделенную ветвь дерева (новую контурную ветвь). При этом изменяется состав и других контуров графа, что необходимо учесть при переходе к $(k+1)$ -й итерации.

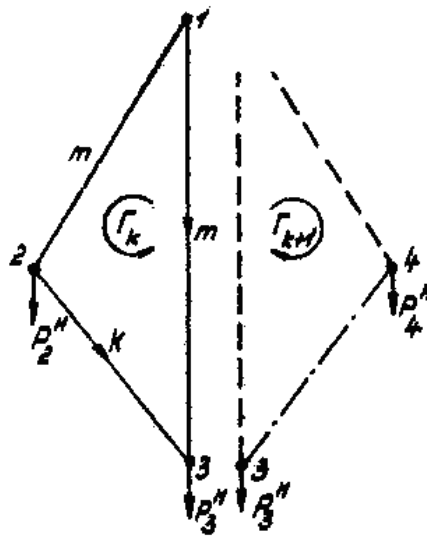


Рис.8.5 Оптимизация сети на k -й итерации

Итеративный процесс поиска оптимальной конфигурации сети заканчивается тогда, когда минимизация затрат по всем K контурам не приводит к изменению состава контурных ветвей.

Зависимость затрат от передаваемой мощности вида $Z = a + bp$ является лучшей аппроксимацией затрат в линии и трансформаторы. Однако применение таких функций связано с определёнными трудностями. Постоянная составляющая затрат отлична от нуля только при $P \neq 0$.

Рассмотрим статическую модель оптимизации конфигурации сети, учитывающую дискретное изменение переменных. Исходные данные, необходимые для построения модели, рассмотрены выше.

Модель оптимизации формулируется следующим образом: найти такие потоки мощности P_i по элементам, при которых затраты в сеть

$$\Phi = \sum_{j=1}^L (a_j y_j + b_j P_j) \quad (8.12)$$

минимальны и выполняются балансы мощности в узлах сети

$$\sum_{j=1}^L a_{ij} P_j = P_i^H, i = 1, 2, \dots, R, \quad (8.13)$$

где a_{ij} – коэффициент первой матрицы соединений;

P_i^H – максимальная нагрузка i -го узла;

L – число элементов сети;

R – число узлов сети;

y_j – целочисленная переменная ($y_j = 1$ при $P_j \neq 0$ и $y_j = 0$ при $P_j = 0$).

Отбрасывая элементы с нулевыми потоками, получим оптимальную сеть в виде дерева графа.

Для решения задачи (8.12), (8.13) можно использовать один из методов дискретного программирования – метод ветвей и границ.

Метод ветвей и границ позволяет заменять полный перебор всех вариантов деревьев графа сети (рис. 8.4) их частичным перебором. Это осуществляется путём отбрасывания некоторых множеств вариантов, заведомо не дающих оптимума.

В основе метода лежат следующие построения, позволяющие существенно уменьшить объём перебора:

1. Разбиение вариантов решения на подмножества (ветвление). Реализация метода связана с постепенным разбиением множества вариантов G° на подмножества (рис. 8.6). Исходное множество, а затем и подмножества будем делить на два подмножества, в одном из которых присутствует некоторая ветвь ii' , а в другом эта ветвь отсутствует (\bar{ii}').

2 Для исходного множества G° каждого подмножества вычисляют нижнюю оценку целевой функции $\omega(G^\circ)$. В качестве нижней оценки функций (8.12) примем величину

$$\omega(G^k) = \min \sum_{j=1}^L a_j y_j + \min \sum_{j=1}^L b_j P_j = \omega_1^{(k)} + \omega_2^{(k)}$$

Дальнейшему ветвлению подлежит то подмножество, для которого нижняя оценка меньше.

Вычисление $\omega_1^{(k)} = \min \sum_j a_j y_j$ соответствует построению дерева

кратчайшей длины. Метод построения такого дерева состоит в следующем. Произвольно выбирают узел, к которому подсоединяют ближайший узел. Следующий узел присоединяют к построенному фрагменту сети самой короткой (из имеющихся) ветвью. Процесс продолжают до тех пор, пока не будут соединены все узлы.

Для расчёта $\omega_2^{(k)} = \min \sum_j b_j P_j$ при условии (8.13) можно использовать алгоритм метода улучшения плана. Отбрасывая элементы сети, для которых оптимальные потоки P_j^{opt} равны нулю, построим дерево ω_2^k .

Алгоритм поиска оптимальной конфигурации сети методом ветвей и границ представляет собой многошаговый процесс.

0-й шаг. Вычисляем нижнюю оценку $\omega(G^0)$ для исходного множества вариантов G^0 .

Если деревья $\omega_1^{(0)}$ и $\omega_2^{(0)}$ совпадают, то сразу получена оптимальная конфигурация сети с затратами $\Phi = \omega(G^0)$. В противном случае (рис.8.6) G_0 разбиваем на два подмножества G_1', G_2' и переходим к 1-му шагу.

В качестве элементов сети ii' , по которым выполняют ветвление можно принять элементы сети кратчайшей длины $\omega_1^{(0)}$.

1-й шаг. Вычисляем оценки $\omega(G_1')$ и $\omega(G_2')$. Если для наименьшей из этих оценок деревья $\omega_1^{(1)}$ и $\omega_2^{(1)}$ совпадают, то получено оптимальное решение. В противном случае для дальнейшего ветвления выбирают множество с минимальной оценкой, например, $\omega(G_2') < \omega(G_1')$, тогда

$$G_2' = G_{21}' \cup G_{22}'.$$

Не подвергавшиеся разбиению множество G_1' и новые множества G_{21}', G_{22}' заново обозначим как G_1^2, G_2^2, G_3^2 и перейдём к следующему шагу.

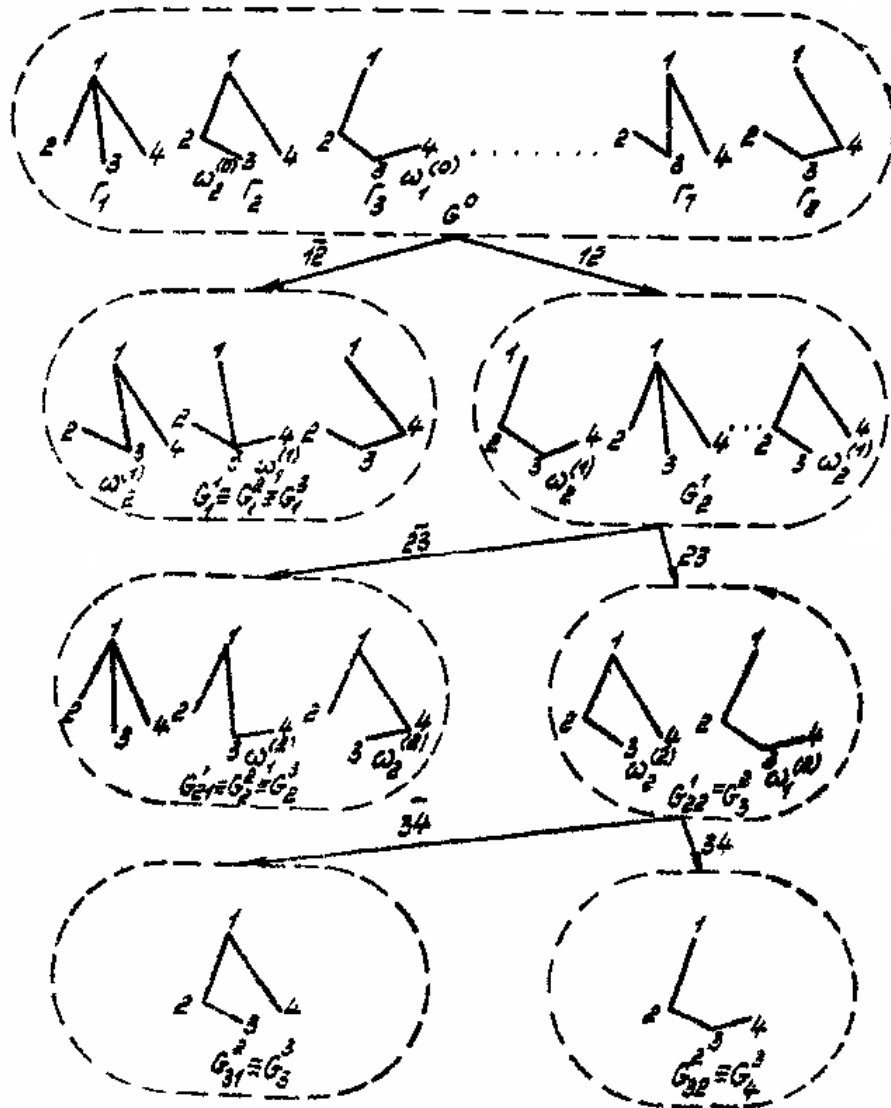


Рис.8.6. Процесс поиска оптимальной конфигурации сети

k -й шаг ($k \geq 2$). Вычисляем оценки $\omega(G_i^k), i = 1, 2, \dots, r$. Если при этом удастся найти дерево сети, для которого $\omega_1^{(k)}$ и $\omega_2^{(k)}$ совпадают, то получена оптимальная конфигурация сети.

Если оптимальное решение не найдено, то снова разбиваем на две части наиболее перспективное множество (например G_3^2). Ещё не подвергавшиеся разбиению множества заново обозначим как $G_1^{k+1}, G_2^{k+1}, \dots, G_{rk+1}^{k+1}$ и перейдём к $(k+1)$ -му шагу.

Для каждого из рассматриваемых множеств нет необходимости рассматривать все возможные варианты деревьев сети, достаточно построить только два дерева $\omega_1^{(k)}$ и $\omega_2^{(k)}$.

8.3. Оптимизация развития питающих сетей при вероятностной исходной информации

При проектировании электрических сетей на перспективу 5-10 лет следует учитывать вероятностный характер исходной информации. Для каждого года расчётного периода перспективные нагрузки могут быть заданы в виде диапазона, для которого в лучшем случае известен закон распределения. В этих условиях оптимизация развития питающих сетей представляет задачу стохастического программирования.

С достаточной достоверностью в качестве закона распределения нагрузки узлов в заданном диапазоне можно принять нормальный закон. В этом случае нагрузка узла i определяется следующим выражением:

$$J_i = M(J_i) + \sigma[J_i]\xi, \quad (8.14)$$

где J_i – случайная величина узлового тока;

$M(J_i)$ – математическое ожидание (М.О.) максимума узлового тока;

$\sigma[J_i]$ – среднеквадратичное отклонение узлового тока;

ξ – стандартная случайная величина.

Для нормального распределения стандартная случайная величина имеет плотность вероятности

$$q(\xi) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\xi^2}{2}}$$

Режим электропотребления в узлах нагрузки на расчётный период задаётся двумя характерными суточными графиками нагрузок (зимний максимум, летний минимум). Изменение максимума нагрузки в течение года может быть описано годовым графиком месячных максимумов.

Для момента максимума нагрузки задана также величина среднеквадратичного отклонения σ_m (или дисперсии D_m) нагрузки. Её значение определяют при прогнозировании нагрузки.

Для расчёта М.О. стоимости потерь электроэнергии за год необходимы величины М.О. и дисперсии тока за год. Зная дисперсию для максимума нагрузки, суточные и годовые графики М.О., необходимо определить М.О. и дисперсию узловых токов за год.

М.О. нагрузки за год равно:

$$M(P) = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{8760},$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовое электропотребление.

Принимая напряжение в узлах равным среднему значению, определяют М.О. узловых токов, входящих в формулу (8.14). Дисперсию нагрузки можно определить следующим образом. Для характерных суточных графиков определяют М.О. суточной нагрузки $P_{\text{ср.сут.}} = \mathcal{E}_{\text{сут.}}/24$ и дисперсию суточного графика $D_{\text{сут.}}$. Годовой график М.О. нагрузки аппроксимируют трёхступенчатым графиком. Продолжительность работы по зимнему ($t_{\text{зимн}} = t'_{\text{зимн}} + t''_{\text{зимн}}$) и летнему ($t_{\text{летн}}$) графикам нагрузки (рис.8.7) определяют из решения следующей системы:

$$\begin{cases} P_{\text{ср.сут.}}^{\text{зимн}} t_{\text{зимн}} + P_{\text{ср.сут.}}^{\text{летн}} t_{\text{летн}} = \mathcal{E}_{\text{год}}, \\ t_{\text{зимн}} + t_{\text{летн}} = 8760. \end{cases}$$

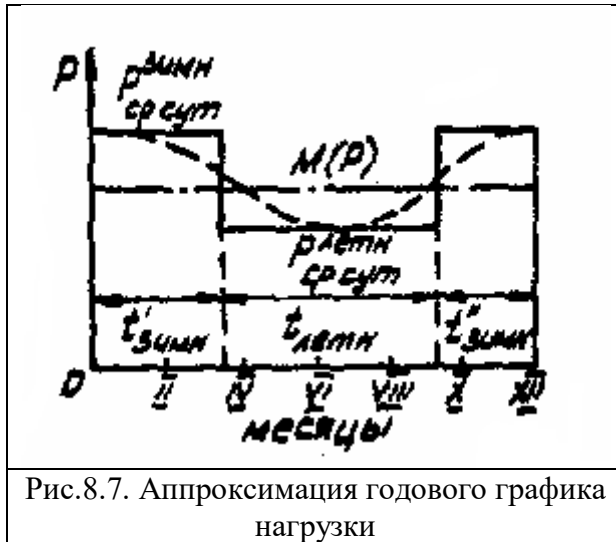


Рис.8.7. Аппроксимация годового графика нагрузки

Определив период действия зимнего и летнего графиков нагрузки, вычисляют дисперсию годового графика среднесуточных нагрузок $D_{\text{год.с.}}$. В целом дисперсия годового графика будет равна:

$$D(P) = D_{\text{год.с.}} + \overline{D}_{\text{сут}} + D_M,$$

где $\overline{D}_{\text{сут}}$ — среднее по всем суткам значение дисперсии суточных графиков нагрузки.

Для анализа корреляционных связей между годовыми графиками нагрузок производят разложение корреляционных моментов K_{lk} по составляющим факторам, аналогичное разложению дисперсии.

Рассмотрим формирование ММ и метод её решения, учитывающие вероятностный характер информации. Состояние сети в каждом году t расчётного периода характеризуется детерминированным вектором \mathbf{C} $\mathbf{C}^t = (c_1^t, \dots, c_m^t)$. Необходимо определить последовательность $c^{(1)}, c^{(2)}, \dots, c^{(T)}$ соответствующую минимуму М.О. целевой функции (8.15) при выполнении условий, (8.16) - (8.19).

$$Z = \sum_{t=1}^T Z_t(\mathbf{C}^{t-1}, \mathbf{C}^t, \mathbf{Y}^{t-1}, \mathbf{Y}^t, \mathbf{H}^{t-1}, \mathbf{H}^t) \quad (8.15)$$

при условиях

$$\mathbf{W}(\mathbf{C}^t, \mathbf{Y}^t, \mathbf{H}^t) = 0, \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad (8.16)$$

$$\mathbf{H}_{\min}^t \leq \mathbf{H}^t \leq \mathbf{H}_{\max}^t, \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad (8.17)$$

$$\mathbf{C}^t \in \mathbf{C}_0^t, \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad (8.18)$$

$$\mathbf{C}_0^t = f(\mathbf{X}^{t-1}), \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad (8.19)$$

где \mathbf{H}^t – вектор контролируемых режимных параметров в году t ;

\mathbf{Y}^t – вектор исходных данных года t ;

$\mathbf{H}_{\min}^t, \mathbf{H}_{\max}^t$ – соответственно минимально и максимально допустимые значения вектора \mathbf{H}^t ;

\mathbf{C}_0^t – множество всех возможных значений вектора \mathbf{C}^t ;

T – число лет расчётного периода.

В соответствии с критерием оптимальности для решения поставленной задачи следует определять капиталовложения и эксплуатационные расходы в электрических сетях. Капиталовложения в сеть в году $t = (t = 1, 2, \dots, T)$ являются функцией детерминированных параметров. Часть эксплуатационных расходов года t зависящих от случайных реализаций режима сети, должна быть определена в виде М.О. затрат.

Капиталовложения в сеть в году t определяют по выражению

$$K_t = \sum_{s=1}^S K_{st}^{\text{Л}}(c_{st}^{\text{Л}}) + \sum_{r=1}^L K_{rt}^{\text{ТР}}(c_{rt}^{\text{ТР}}) + \sum_{r=1}^L K_{rt}^{\text{ПС}}(c_{rt}^{\text{ТР}}, c_{rt}^{\text{Р}}),$$

где $K_{st}^{\text{Л}}(c_{st}^{\text{Л}})$ – капиталовложения в s -ю линию, имеющую в t -м году параметр $c_{st}^{\text{Л}}$;

$K_{rt}^{\text{ТР}}(c_{rt}^{\text{ТР}})$ – капиталовложения в трансформаторы r -й подстанции в году t , зависящие от характеристики трансформатора $c_{rt}^{\text{ТР}}$;

$\kappa_{rt}^{\text{ПС}}(c_{rt}^{\text{ТР}}, c_{rt}^{\text{П}})$ – капиталовложения в распределительное устройство r -й подстанции в году t в функции от параметров трансформатора и типа распределительного устройства $c_{rt}^{\text{П}}$;

S – число линий;

L – число подстанций.

Ежегодные эксплуатационные расхода определяются следующим образом:

$$И_t = И_t^{\text{отч}} + И_t^{\text{А}}.$$

Здесь $И_t^{\text{отч}}$ – отчисления на обслуживание и ремонт, пропорциональные капиталовложениям;

$И_t^{\text{А}}$ М.О. – стоимости потерь электроэнергии.

$$\begin{aligned} И_t^{\text{А}} = & 3\beta \left\{ \sum_{s=1}^S [M(I_{st})^2 + D(I_{st})] R_s(c_{st}^{\text{П}}) + \right. \\ & \left. + \sum_{r=1}^L [M(I_{rt})^2 + D(I_{rt})] R_r(c_{rt}^{\text{ТР}}) \right\} 8760, \end{aligned}$$

где $M(I_{st}), D(I_{st})$ – М.О. и дисперсия тока в ветви s :

$R_s(c_{st}^{\text{П}}), R_r(c_{rt}^{\text{ТР}})$ – активное сопротивление соответственно линии или трансформатора;

β – удельная стоимость потерянной электроэнергии.

На переменные, входящие в целевую функцию, наложены следующие ограничения в виде равенств и неравенств:

1. Уравнения токораспределения в сети

$$[M(I_t)] = C_t [M(J_t)], \quad t=1, 2, \dots, T, \quad (8.20)$$

где \mathbf{C}_t – матрица коэффициентов токораспределения, зависящая от $c_{st}^{\text{л}}$ и $c_{rt}^{\text{тр}}$.

2. Ограничения по загрузке ветвей в каждом году

$$\left| M(I_{kt}) + \alpha \sqrt{D(I_{kt})} \right| \leq I_{kt}^M(c_{kt}), \quad k=1,2,\dots,L+S,$$

где α – коэффициент надёжности выполнения ограничения;

$I_{kt}^M(c_{kt})$ – максимально допустимый ток k -й ветви.

3. Ограничения по токам к.з. (трехфазного)

$$\prod_{kt}^{\text{кз}}(c_t^{\text{л}}, c_t^{\text{тр}}) \leq \prod_{\text{доп}}^{\text{кз}}(c_{kt}^{\text{р}}), \quad r=1,2,\dots,L$$

где $\prod_{kt}^{\text{кз}}(c_t^{\text{л}}, c_t^{\text{тр}})$ – параметры тока к.з., зависящие от параметров схемы сети;

$\prod_{\text{доп}}^{\text{кз}}(c_{kt}^{\text{р}})$ – предельно допустимый ток к.з.

4. Ограничения по надёжности электроснабжения потребителей представляют собой ограничение на минимальное число связей подстанции с источниками питания:

$$N_{rt} \geq N_r^{\min}, \quad r=1,2,\dots,L; \quad t=1,2,\dots,T.$$

где N_{rt} – число независимых путей, связывающих r -ю подстанцию с источниками питания,

8.4. Расчёты режимов при оптимизации электрической сети

С достаточной точностью расчёт нормальных режимов можно выполнить методом коэффициентов токораспределения. Для упрощения пренебре-

жём корреляционной зависимостью напряжений и мощностей в узлах, а также дисперсией напряжений.

Токи в ветвях схемы определяют по уравнению (8.20). Вектор М.О. узловых токов $[M(J)]$ рассчитывают по формуле

$$[M(J)] = [M(\hat{U})]_{\text{д}}^{-1} [M(\hat{S})],$$

$[M(\hat{U})]_{\text{д}}$ – диагональная матрица М.О. сопряжённых векторов напряжений узлов;

$[M(\hat{S})]$ – вектор М.О. сопряжённых узловых мощностей.

При расчёте потерь электроэнергии в ветвях схемы необходимо знать М.О. квадрата токов в ветвях:

$$[M(I^2)] = [M(I)^2] + [D(I)],$$

Для определения дисперсий токов в ветвях $D(I)$ требуются значения корреляционных моментов узловых мощностей $K(\hat{S}_m, \hat{S}_l)$. Дисперсии вычисляют по формуле

$$D(I_i) = \sum_{m=1}^n \sum_{l=1}^n c_{im} \hat{c}_{il} M(\hat{U}_m)^{-1} M(\hat{U}_l)^{-1} K(\hat{S}_m, \hat{S}_l),$$

где c_{im} , c_{il} – коэффициенты токораспределения в i –й ветви от узлов m и l .

Зная М.О. квадрата токов по ветвям, определим М.О. потерь энергии:

$$M(\Delta A_i) = M(I_i^2) R_i 8760,$$

где R_i – активное сопротивление i -й ветви:

При оптимизации развития электрических сетей необходимо рассмотреть большое число вариантов схем. Для учёта изменений в схемах нет необходимости каждый раз вычислять матрицу $[C]$ заново. Можно использовать формулы пересчёта $[C]$ при включении и отключении одной ветви.

Для учёта ограничений на токи к.з. необходимо многократно рассчитывать токи трехфазного к.з. Для этой цели можно использовать откорректированную матрицу коэффициентов распределения нормального режима. В схему для расчёта нормального режима вводят нулевой узел и ветви, соответствующие сопротивлениям генераторов.

Напряжения в узлах схемы определяют по выражению

$$[U] = -[C]^*[E],$$

где $[E]$ – вектор ЭДС генераторов.

Токи в ветвях схем, примыкающих к точке к.з., определяют по формуле

$$[I_k] = [Y_k]_д [U_k],$$

где $[I_k]$ – вектор токов к.з. в ветвях, примыкающих к узлу k ;

$[Y_k]_д$ – диагональная матрица проводимости этих ветвей;

$[U_k]$ – вектор напряжения в узлах, смежных узлу k .

Допустимость токов к.з. проверяется по существующим нормативам на отключаемые токи выключателей.