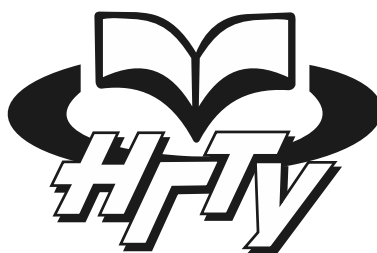


Учебники НГТУ

Серия основана в 2001 году



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ
СЕРИИ «УЧЕБНИКИ НГТУ»**

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

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

**АДРЕСНОСТЬ
ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОВ**



**НОВОСИБИРСК
2 0 1 6**

УДК 621.311.004.13(075.8)

А 321

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *Н.И. Щуров*,
канд. техн. наук, доцент *В.В. Зуйков*,
канд. техн. наук, доцент *В.В. Медведков*

Работа выполнена совместно с Институтом систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

А 321 Адресность потокораспределения для электроэнергетики : учебник / А.З. Гамм, И.И. Голуб, А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – 284 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

ISBN 978-5-7782-2863-4

Адресность – это способность электроэнергетической системы передавать по транспортной сети избыточные ресурсы от узлов-источников к узлам-потребителям, дефицитным по этим ресурсам.

Книга должна помочь студентам познакомиться с методами определения взаимосвязей, существующих между отдельными генераторами и нагрузками при передаче электроэнергии, методами определения вклада генераторов в нагрузки, а также вклада генераторов и нагрузок в потери, в цены производства и транспорта электроэнергии. Рассмотрены как теоретические положения, так и численные примеры при их реализации.

Для решения указанных задач необходимо знать адресные методы анализа потокораспределения, не вошедшие ни в один из вузовских учебников, предназначенных для подготовки бакалавров и магистров электроэнергетического профиля.

УДК 621.311.004.13(075.8)

ISBN 978-5-7782-2863-4

© Гамм А.З., Голуб И.И., Русина А.Г.,
Филиппова Т.А., 2016

© Новосибирский государственный
технический университет, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	9
Введение	11
Раздел 1. ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ АДРЕСНЫХ ТРАСС ПАРА- МЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	19
Глава 1. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕ- СКИХ СИСТЕМ.....	21
§ 1. Общие положения	21
§ 2. Некоторые особенности теории адресных расчетов.....	29
Заключение	34
Вопросы для самопроверки.....	34
Глава 2. ОСНОВЫ ПРИНЦИПА АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ РЕЖИ- МОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	35
§ 1. Понятие адресности в электроэнергетических задачах.....	35
§ 2. Типовые задачи адресного распределения потоков мощно- сти и электроэнергии в электроэнергетической системе.....	43
§ 3. Новые положения методики расчета нормального режима ЭЭС	45
§ 4. Коммерческий эффект от решения адресных задач	47
§ 5. Адресное разделение потерь электроэнергии в электриче- ских сетях	54
§ 6. Параметрические свойства мощности и выработки электро- энергии	55
§ 7. Пример определения адресных потоков мощности.....	59
Заключение	65
Вопросы для самопроверки.....	65



Глава 3. АДРЕСНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	67
§ 1. Особенности планирования энергетических балансов в электроэнергетических системах	67
§ 2. Модель рынка	70
§ 3. Эффективность адресных расчетов при разработке энергетических балансов	72
§ 4. Совместная работа гидроэлектростанций в балансах мощности ОЭС	80
§ 5. Методика расчета цены гидроэнергии на электроэнергетическом рынке	83
Заключение	88
Вопросы для самопроверки	88
Глава 4. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В АДРЕСНЫХ ЗАДАЧАХ	89
§ 1. Общие положения	89
§ 2. Эквивалентирование параметров схемы замещения узлов хозяйственно-технологической схемы сети	91
§ 3. Методы расчета потерь мощности	92
§ 4. Примеры адресных схем сети	101
§ 5. Принципы разработки схемы электрических сетей для расчетов ее режимов и использования интегральных параметров режимов	103
§ 6. Примеры эквивалентных гипотетических схем сети	107
§ 7. Особенности создания расчетных схем сети для различных объектов и рассматриваемых задач	115
§ 8. Адресные расчеты разделения транзитных потоков и потерь мощности	118
Заключение	125
Вопросы для самопроверки	126
Глава 5. МЕТОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЭКВИВАЛЕНТА КАК НОВЫЙ МЕТОД АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ	127
§ 1. Идея метода электрического эквивалента	127
§ 2. Понятие «электрический эквивалент» параметров системы	128
§ 3. Развитие метода расчета нормального режима с использованием электрических эквивалентов станций и сетей	134



§ 4. Преобразование энергетических характеристик электро- станций в электрический эквивалент	138
Заключение	143
Вопросы для самопроверки	144
Глава 6. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ	145
§ 1. Алгоритмизация расчетов адресных задач	145
§ 2. Схема интерактивного содержания расчетов	149
Заключение	151
Раздел 2. АДРЕСНОСТЬ КАК НОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ РАСЧЕТА НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГО- СИСТЕМЫ	153
Глава 7. АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ АДРЕСНОСТИ	155
§ 1. Общие положения	155
§ 2. Матричный алгоритм определения коэффициентов адрес- ности в сети без потерь	157
§ 3. Работа алгоритма адресности при наличии в контурах цир- кулирующих мощностей	166
§ 4. Графовый алгоритм определения коэффициентов адресно- сти в сети без потерь	170
§ 5. Определение адресности поставок и адресности потерь в сети с потерями	177
§ 6. Реализация графого алгоритма адресности перетоков и по- терь	187
§ 7. Адресность реактивной мощности	197
§ 8. Примеры использования информации об адресности пото- кораспределения	200
Вопросы для самопроверки	205
Глава 8. МЕТОД АДРЕСНОСТИ В ЗАДАЧАХ ЭНЕРГЕТИКИ	207
§ 1. Апостериорный анализ потокораспределения для построе- ния финансово-технологических моделей ЭЭС	207
§ 2. Использование метода адресности при формировании та- рифа по обслуживанию электрических сетей	224
§ 3. Использование метода адресности для оценки режимной надежности электроснабжения крупных потребителей	231



§ 4. Сравнение маргинальных и затратных узловых цен	238
§ 5. Определение составляющих маргинальных узловых цен	244
§ 6. Сравнение методов разделения потерь активной мощности в электрической сети.....	255
§ 7. Определение слабых связей в ЭЭС	265
Заключение	275
Вопросы для самопроверки.....	275
Заключение	277
Библиографический список	279

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель работы состояла в том, чтобы познакомить российских студентов-электриков, с одной стороны, с давно известной проблемой адресности потокораспределения в электрической сети, а с другой стороны – с новой проблемой, актуальность решения которой вызвана созданием в электроэнергетике области управления, связанной с торговлей электрической энергией. Эта книга должна помочь студентам в изучении методов определения взаимосвязей, существующих между отдельными генераторами и нагрузками при передаче электроэнергии, и методов определения доли генераторов в нагрузки, а также их доли в потери, в цены производства и транспорта электроэнергии.

Для решения указанных вопросов требуется знать адресные методы анализа потокораспределения, не вошедшие ни в один из учебников, предназначенных для подготовки бакалавров и магистров электроэнергетического профиля.

В учебнике имеется материал по режимам электроэнергетических систем (ЭЭС) и адресной проблеме (рисунки, текст), который опубликован в изданных работах авторов [4, 11, 13, 18, 19, 20, 30]. Он был необходим для целостного изложения тематики этого учебника.

Книга базируется на научных исследованиях, которые помогут молодым ученым получить дополнительные знания по проблеме адресности. В ней имеется подкрепленный примерами «простой материал», который может использоваться для подготовки бакалавров, и дополнительный «более сложный материал», предназначенный для подготовки магистров и аспирантов.

Авторами первого раздела учебника являются А.Г. Русина и Т.А. Филиппова (НГТУ). Второй раздел, написанный И.И. Голуб



(ИСЭМ СО РАН), включает исследования по проблеме адресности, большая часть которых выполнена И.И. Голуб совместно с А.З. Гаммом (ИСЭМ СО РАН).

Авторы выражают признательность за помощь и советы при подготовке рукописи учебника рецензенту В.В. Медведкову.

Благодарят Т.А. Филиппову за стимулирование идеи написания учебника по адресности, огромную помощь, оказанную ею при формировании содержания и при текущем редактировании книги.

Решаемые в книге проблемы неоднократно обсуждались на кафедре автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, а также в ИСЭМ СО РАН, докладывались на всесоюзных и международных конференциях.

Замечания и предложения по тексту учебника читатели могут направлять по адресу: 630073, г. Новосибирск, проспект Карла Маркса 20.

Нас быстро годы почтовые
С корчмы довозят до корчмы
И снами теми путевые
Прогоны жизни платим мы.

Е. Баратынский

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика тематики книги. Электроэнергетическая система (ЭЭС) в условиях рынка имеет двойственную природу. С одной стороны, это техническая система с диспетчерским управлением, цель которой – обеспечить выживание и благосостояние человеческого общества. С другой стороны, это бизнес. Возникает новая цель, новый критерий – прибыль, а технологические критерии отходят на второй план.

У ЭЭС, как технической системы, имеются свои степени свободы, свои критерии. Они используются для обеспечения безопасности, надежности, качества электроснабжения потребителей и экономичности. Связи с внешними субъектами – это оптовая продажа и покупка электроэнергии, покупка топлива и других расходных материалов, водопользование и землепользование, привлечение внешних организаций для проведения ремонтов и испытаний, согласование планов развития, начисление зарплаты персоналу, поощрения за соблюдение заданных графиков работы (или штрафы за их невыполнение), строительство и ввод нового оборудования, вынужденное отключение потребителей в затруднительных условиях и т. д.

С другой стороны, ЭЭС выступает как форма бизнеса, главенствующие связи с внешним миром – финансовые. Важнейшими степенями свободы становятся цены на топливо и другие расходные материалы и ресурсы, цены на производимые энергию и тепло для потребителей, кредиты, схемы налогообложения. Трудно решаемая задача – это инвестирование в развитие ЭЭС, что усугубляет обеспечение технологических факторов, в частности надежности. Взаиморасчеты субъектов рынка производятся, начи-



ная с фьючерских сделок с упреждением от года и больше и заканчивая спотовыми ценами, соответствующими текущему потокораспределению.

Теоретически финансовые факторы должны стимулировать улучшение функционирования ЭЭС, оптимизацию по технологическим критериям, т. е. деньги сами выступают в роли диспетчера. Однако реально коммерческие критерии зачастую превалируют в ущерб технологическим критериям. Руководящие кадры-технологии вытесняются экономистами-менеджерами, которые стремятся немедленно получить прибыль и высокие дивиденды за счет сокращения резервов, отказа от инфраструктуры электроэнергетики, игнорирования экологических факторов. ЭЭС выступает как монополист, стремящийся поднять тарифы для потребителей, в конечном счете оплачивающих высокие прибыли. Возникает тенденция снижения общего уровня проектного и эксплуатационного персонала.

Математические модели анализа ЭЭС, включающие технологические переменные и экономические факторы, названы финансово-технологическими моделями. Такие модели позволяют рассматривать взаимное влияние входящих в них факторов, в частности анализ чувствительности. Взаимовлияние осуществляется в основном через электрическую сеть, и его анализ позволяет получить ответы на вопросы, откуда, куда и по какому маршруту передается электроэнергия. Одновременно моделируется процесс образования цены генерации, транспорта и потерь электроэнергии, мощности, обеспечения качества и надежности электроснабжения, стимулирования выполнения диспетчерского управления и других услуг.

В зарубежной литературе процесс определения вклада каждого участника рынка электроэнергии в решение технологических задач и покрытие тех или иных затрат и платежей (снижение потерь электроэнергии) был назван «tracing», буквальный перевод «трассировка», который в русском варианте (возможно, не совсем удачно) был назван по аналогии с почтовыми операциями «адресность».

Либерализация энергетики стала основой изменения области управления в электроэнергетике, называемой торговлей электрической энергией. Конкурентная среда рынков электроэнергии требует



широкого доступа к электрической сети, связывающей производителей и потребителей электрической энергии. В этих условиях требуется знать, в какой степени участники потокораспределения используют каждый элемент электрической сети. Для всех участников рынка важна информация о нагрузках линий, о вкладе станций в нагрузки потребителей и потери, поскольку она позволяет определить стоимость передачи электроэнергии по сети и стоимость потерь электроэнергии.

В соответствии с правилом электрического пула в интегрированной системе невозможно оценить пути передачи, количество, а следовательно, и стоимость электроэнергии, переданной от конкретного генератора конкретной нагрузке. Тем не менее в середине 1990-х гг. было показано обратное. В качестве одного из первых методов распределения фиксированных затрат, например по обслуживанию электрических сетей, суммарных технологических потерь или их стоимости использовался метод (pro-rate), не требующий ни расчета потокораспределения, ни знания пути передачи электроэнергии.

Начиная с 1990-х гг. появились подходы к решению проблемы адресности, позволяющие оценить вклад мощности генераторов в нагрузки, перетоки мощности в связях электрической сети и потери мощности, возникающие при такой передаче. Решение проблемы было получено в работах Kirschen, Allan, Strbac, Bialek, Acha, Fuerte-Esquivel в период 1996–1999 гг. Базовым принципом в этих работах было сохранение пропорций между суммой перетоков, вытекающих из узла, и суммой перетоков от отдельных источников, втекающих в узел перетоков.

Первый опыт каждого студента-электрика, связанный с решением задачи адресности, состоит в расчете потокораспределения без потерь по заданным значениям нагрузок в разомкнутой сети или в кольцевой сети, которую принято рассматривать как сеть с двусторонним питанием. В первой задаче студент определяет долю от мощности источника, передаваемую в каждый нагрузочный узел, равную мощности нагрузки, а во второй задаче для нагрузки узла, находящегося в точке потоко раздела, — мощности, которые эта нагрузка получает от первого и второго источника.



Желание заменить анализ режима большой ЭЭС анализом режима отдельных ее подсистем привело к появлению работ [5, 32], в которых пути перетоков, текущих от источников к потребителям, ограничиваются точками потокораздела. Вводятся понятия доменов, получающих питание от конкретного генератора. Ветви внутри домена называются внутренними ветвями, а ветви, объединяющие домены, — связями. Вначале выделяются домены и связи, а затем анализ адресности потокораспределения выполняется для каждого домена независимо. Такой метод удобен для большой системы, однако вклад генераторов в перетоки и нагрузки для домена может оцениваться не совсем точно, что, впрочем, может быть уточнено внутри домена. Даже небольшие изменения режима системы, например, направлений перетоков, приводят к изменению размера и формы домена.

Наибольший интерес представляют матричный и графовый алгоритмы адресности, позволяющие получить совпадающие ответы на вопрос о доле мощности, поставляемой источниками как в нагрузочные узлы, так и в любые узлы электрической сети. В этих методах используется информация о потокораспределении, полученная в результате расчета установившегося режима или оценивания состояния. В матричном алгоритме пропорциональное разделение мощностей заложено в процесс расчета потокораспределения с использованием первого закона Кирхгофа, поэтому не требуется предварительно вычислять коэффициенты пропорциональности, как это предлагается делать в алгоритме Януша Бялика [40], имя которого в большинстве ссылок на метод адресности указывается первым. Бялик не только первым предложил матричный алгоритм решения проблемы адресности, но и показал в своих работах эффективность его использования для различных задач электроэнергетики. В ряде публикаций в качестве недостатков этого алгоритма отмечаются обращение матриц большой размерности и связанная с этим возможная потеря точности.

Графовый метод адресности заключается в разрезании контуров электрической сети по точкам потокораздела, в результате чего сложнзамкнутая сеть становится направленным деревом, ориентация ветвей которого определяется направлениями в них перетоков мощностей, токов. Определение путей на таком дереве не требует

использования специальных графовых методов. Возникающие в этом алгоритме проблемы при наличии циркулирующих в контурах мощностей, которые отмечаются как основной недостаток алгоритма, могут быть легко решены введением встречной контурной мощности, позволяющей получить точку потокораздела. Еще одним достоинством графового алгоритма стала возможность решать проблему адресности для отдельного источника или отдельной нагрузки, в то время как матричный алгоритм решает ее для всей сети в целом.

При определении путей передачи реактивной мощности с использованием матричного и графового алгоритмов довольно часто возникает необходимость вводить в середине ветви дополнительные узлы с источником или нагрузкой, что является не недостатком, как отмечается в [33], а достоинством, позволяющим увидеть реальные пути передачи реактивной мощности и использовать эту информацию для решения проблемы выбора мест установки в электрической сети компенсирующих устройств.

В работе [33] предлагается решать проблему адресности не для потоков активной и реактивной мощностей, а для активных и реактивных составляющих токов, что упрощает решение, так как не требует учета потерь. Отмечается еще одно достоинство такого подхода, заключающееся в том, что граф токораспределения не содержит циклов.

Книга имеет два раздела. В первом разделе рассматриваются общие положения адресных расчетов и уделяется внимание следующим вопросам: понятиям; задачам адресности в их инженерном содержании; требованиям к методам расчетов установившихся режимов ЭЭС; эквивалентированию сети; алгоритмизации.

Адресные расчеты режимов. Понятие адресности поясним как смысловое. Используем общепринятые понятия: система, узлы и связи. Связи всегда целевые, и по ним идут потоки (материальные и нематериальные). Имеются трассы этих потоков.

Адресность расширяет совокупность информационно-управленческих свойств ЭЭС, проявляющихся в процессе управления, таких как управляемость, наблюдаемость, идентифицируемость, чувствительность.



Адресность – это способность электроэнергетической системы передавать по транспортной сети избыточные ресурсы от узлов-источников к узлам-потребителям. При этом в качестве ресурсов могут выступать электроэнергия, мощность, потери мощности, токи, финансово-технологические потоки.

Актуальность адресных расчетов. В энергетике с 1992 г. функционирует электроэнергетический рынок, и это привело к изменению организационной структуры, практических и научных методов управления энергетическими предприятиями. Остановимся на некоторых изменениях, которые важны для тематики данной книги, и рассмотрим только дезинтеграцию управления режимами и энергетическими балансами.

Дезинтеграция управления режимами. Те разработки, которые выполнялись много лет в энергосистемах СССР, основывались на положении о единстве энергетики, как области промышленности страны, и они уже устарели. В настоящее время единства нет, и требуется переход «от общего к частному». Созданы предприятия различного назначения, имеющие хозяйственную самостоятельность (полную или частичную): энергосистемы, генерирующие и сетевые компании; сбытовые компании; ремонтные предприятия, обслуживающие фирмы и др. У всех свои цели, интересы, и при этом изменяются задачи (частично), принципы и методы их решения. Существующие сейчас методы управления это учитывают, но далеко не полно.

Энергетические балансы и их связь с адресностью. Энергетические балансы – это центральное звено деятельности энергетики. От них зависит эффективность энергетики. Общая эффективность включает три компонента: производство, транспорт и потребление, причем это не простая сумма, а взаимозависимая, и все связи между эффективностью и ее задачами нелинейные. Действительно, балансы имеют общий и дезинтегрированный вид.

Конечно, методы расчетов балансов и их оценки различаются. Задача расчета балансов в энергетике традиционная, и она разрабатывается десятилетиями. Чаше она имеет наименование – оптимальное распределение нагрузки в системе. Однако в адресной постановке, когда надо выявить связи отдельных станций с отдельными потребителями, разработок мало и они не доведены ни до промышленных программ расчетов, ни до внедрения.



Сейчас энергетика – сфера бизнеса, и это требует конкретных знаний по продажам и покупкам, так как на их основе строится бизнес-процесс.

Адресных задач много, например следующие.

- Кто производит мощность и электроэнергию?
- Кто транспортирует мощность и электроэнергию к потребителю-покупателю?
- Какой объем мощности и электроэнергии требуется индивидуальным потребителям? Отметим, что термин «потребитель» относится и к индивидуальному лицу, и к обобщенному потребителю (городу, промышленному объекту, тарифной группе) и др.

Математической основой решения этих задач служат методы расчета установившихся режимов электрических систем, или методы расчета режимов сети. Для адресных результатов необходимо иметь потокораспределение, что выдвигает определенные требования к таким расчетам. В имеющихся программах расчетов установившихся режимов ЭЭС часто таких блоков нет.

Во втором разделе даются основы алгоритмизации расчетов режимов систем. В нем представлены матричный и графовый алгоритмы адресности, позволяющие определить вклад активной и реактивной мощности генераторов в нагрузки; величину и пути передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные узлы; потери мощности, возникающие при ее передаче. Проанализирована проблема выделения циркулирующих в контурах мощностей, препятствующих использованию графового алгоритма. Приведены многочисленные примеры решения задач адресности.

Кроме того, проанализированы задачи, решение которых основано на использовании алгоритмов адресности. К ним относится задача определения затратных узловых цен, базирующихся на заявленных станциями затратах на выработку электроэнергии, маргинальных узловых цен и их составляющих, узловых цен, учитывающих затраты на обслуживание сети. Проанализирована задача использования информации об адресности перетоков для определения основных поставщиков электроэнергии крупного завода, для выделения в электрической сети слабых связей и сечений. Приведено сравнение метода адресности с другими методами адресных расчетов при оценке вклада генераторов и нагрузок в потери мощности.

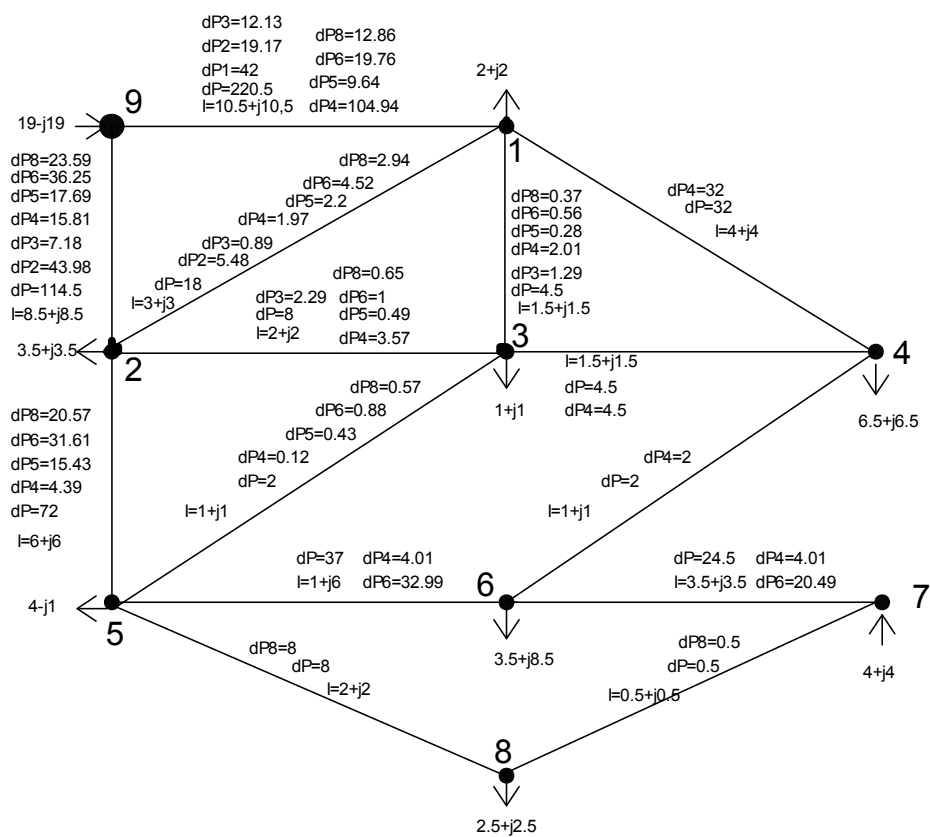


Анализируемые в данном разделе алгоритмы адресности принадлежат авторам А.З. Гамму и И.И. Голуб, они отличаются от алгоритмов, предложенных в работах [40] и [33], хотя в их основу также положен принцип пропорционального разделения мощностей. Работа алгоритмов проиллюстрирована на тестовых примерах, позволяющих сравнить матричный и графовый алгоритмы. Рассмотрен большой перечень задач, решение которых может быть получено с использованием метода адресности, что и послужило основанием назвать этот раздел «Адресность как новый инструмент расчета нормальных режимов энергосистемы». Перечень задач, для решения которых использовался метод адресности, шире, чем приведенный в данной работе, поэтому авторы сочли целесообразным привести дополнительно хронологический список работ, в которых они использовали этот метод.

Р а з д е л 1

ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ АДРЕСНЫХ ТРАСС ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Управление нормальными режимами ЭЭС основано на использовании энергетических балансов, вид и структура которых зависят от свойств ЭЭС и рассматриваемой задачи. При этом всегда имеются узлы нагрузки и генерации. В адресных расчетах рассматриваются задачи связи узлов трассами. Определение трасс связи – это новые дополнения к обычным методам расчетов нормальных режимов ЭЭС. Изучать вопросы управления режимами ЭЭС без адресных принципов уже нельзя. Особенно это связано с функционированием электроэнергетического оптового рынка и региональных рынков. Дезинтеграция ЭЭС СССР выразилась в создании многих видов хозяйственных предприятий, и адресные расчеты позволяют рассматривать их взаимодействие при решении технических и коммерческих задач.



Адресное разделение потерь в схеме контрольного примера

Глава 1

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Рассмотрим в общем и достаточно упрощенном виде вопросы управления режимами ЭЭС, которые связаны с основным содержанием книги [3, 9, 13, 15]. Научно-техническая тема, которую авторы называли *«адресные оценки режимов и параметров электроэнергетических систем»*, является традиционной в энергетике, но в то же время достаточно новой для области режимов ЭЭС. Авторы не ставили задачу дать ее глубокое и полное изложение и представляют только разработки, которые, по их мнению, помогут повысить эффективность режимов ЭЭС.

Приведем аргументы в пользу актуальности этой темы. Рассматривается только область электроэнергетики и принципы и методы решения адресных задач управления нормальными режимами ЭЭС.

Есть два направления расчета режимов систем: при решении проблем и задач развития и при эксплуатации. Эти направления взаимосвязаны, но алгоритмы, модели и методы расчетов задач различаются.

В задачах развития решаются макроэкономические вопросы, и адресность – это непереносимое условие их рассмотрения. Кто и как отвечает за цели, развитие и стратегии? При решении микроэкономических проблем развития технической базы энергетики в государстве или в производственной сфере режимные задачи играют большую роль и адресность также важна. *Это не трассы, а организационно-экономические формы адресности.*

Макроэкономический уровень управления энергетикой

Энергетика – отрасль жизнеобеспечения. Без электроэнергии сейчас жить невозможно, а для России и без тепловой энергии, поскольку она – одна из самых холодных стран. Это требует анализа макроэкономического и микроэкономического уровня.

Понятие «адресность» связано с ответом на вопросы: почему решается данная проблема, кто ее решает и какие методы применяются? Для макроэкономического уровня такая последовательность обязательна.

Энергетика является сложнейшим объектом производства. Это большая система, в которой функционируют взаимосвязанные подсистемы, обеспечивающие потребности народного хозяйства в топливе, электрической и тепловой энергии (рис. 1.1). Система топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) обеспечивает народное хозяйство органическим топливом (газом, нефтью, углем и др.), ядерным топливом, гидроэнергией и др. Системы электроэнергетики и теплоэнергетики обеспечивают всех потребителей электрической и соответственно тепловой энергией.

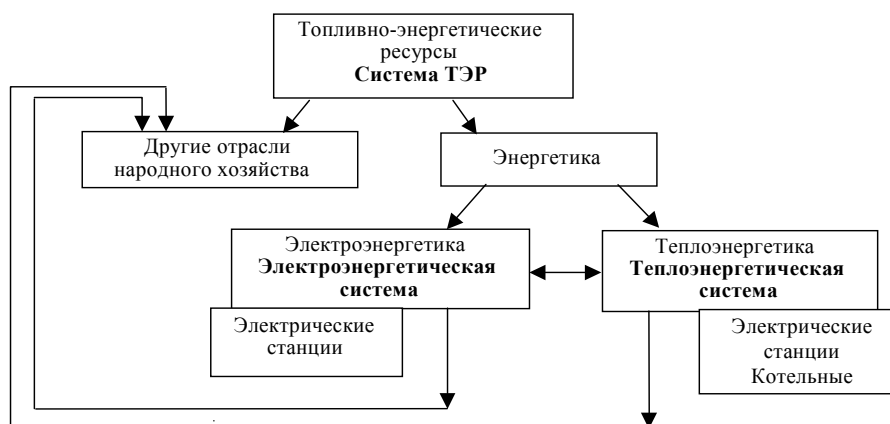


Рис. 1.1. Отраслевая структура большой энергетической системы

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



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

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

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

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

В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук имеются многолетние исследования по макроэкономическим проблемам развития ТЭК.

На рис. 1.2, *а* показана схема пирамиды целей, а на рис. 1.2, *б* – схема иерархии макроэкономических (государственных) целей. Адресность определения целей и решений – это непереносимое условие разработки макроэкономических целей.

Микроэкономический, отраслевой уровень развития электроэнергетики

Имеется множество работ по решению прикладных задач в области режимов ЭЭС.

Решения, принятые на макроэкономическом и микроэкономическом уровнях, определяют состояние системы, ее узлы и связи, но на расчет нормального режима ЭЭС они не влияют. Система всегда динамична, поэтому и режимы ее переменны.

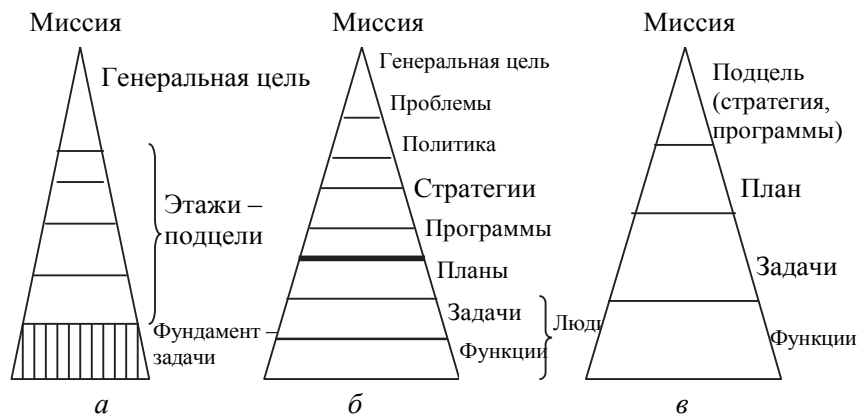


Рис. 1.2, а. Схема пирамиды целей:

а – общий вид; б – виды долгосрочных подцелей по глубине разработки;
в – виды краткосрочных целей по глубине проработки



Рис. 1.2, б. Иерархия государственных целей



Реформирование электроэнергетики и создание современных генерирующих и сетевых компаний [2]

В отрасли энергетики произошли большие изменения. Основная цель реформирования электроэнергетики России – повышение эффективности предприятий отрасли, создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей. Генерирующие и сетевые компании очень часто являются узлами системы. Для адресных задач требуются их агрегированные характеристики.

Приведенные ниже сведения в параграфе являются краткой выжимкой с сайта so-ups.ru.

Генерирующие компании. Их активы объединены в межрегиональные компании, причем двух видов: генерирующие компании оптового рынка (оптовые генерирующие компании – ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК объединяют электростанции, специализирующиеся на производстве почти исключительно электрической энергии. В ТГК входят главным образом теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. Шесть из семи ОГК формируются на базе тепловых электростанций, а одна (ОАО «Русгидро») – на основе гидрогенерирующих активов. Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу, в то время как ТГК объединяют станции соседних регионов.

В 2004 году также была практически сформирована новая вертикаль оперативно-диспетчерского управления: функции региональных диспетчерских управлений были переданы (за некоторым исключением) от АО-энерго ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»).

В 2005 году процесс реформирования охватил большинство АО-энерго, причем значительная их часть к концу года была разделена. В этом же году учреждено большинство оставшихся межрегиональных компаний: к марту зарегистрирована последняя из семи ОГК, к августу – тринадцать из четырнадцати ТГК, созданы МРСК.

В декабре 2007 – январе 2008 года закончено формирование целевой структуры всех тепловых ОГК и ТГК, завершён первый



этап консолидации ОАО «ГидроОГК» (в настоящий момент – ОАО «Русгидро»).

Состав ОГК, утвержденный 1 сентября 2003 года распоряжением Правительства РФ № 1254-р (с изменениями, принятыми Правительством в октябре 2004 года), подобран таким образом, чтобы компании имели сопоставимые стартовые условия на рынке (по установленной мощности, стоимости активов, средней величине износа оборудования).

Каждая ОГК объединяет станции, находящиеся в различных регионах страны, благодаря чему предполагалось минимизировать возможность монопольных злоупотреблений. Тепловые ОГК, будучи независимыми друг от друга, стали конкурентами на оптовом рынке электроэнергии.

Территориальные генерирующие компании объединяют электростанции нескольких соседних регионов, не вошедшие в ОГК, – преимущественно теплоэлектроцентрали, вырабатывающие не только электричество, но и тепло (рис. 1.3). Поэтому компании будут продавать электроэнергию, а также снабжать теплом потребителей своих регионов.



Рис. 1.3. Карта ТГК



Таким образом, в процессе реформирования вместо единого комплекса объектов генерации создан комплекс предприятий, и это повлияло на их системные свойства. Обычно их взаимодействие осуществляется через ОДУ на оптовом рынке ОЭС.

Уже после реформирования в отрасли произошел ряд слияний и поглощений, благодаря которым генерирующие компании были объединены и создано несколько управляющих компаний, объединивших генерацию.

Сетевые компании подразделяются на распределительные (местные и региональные) и федеральные (ФСК) – магистральные сети, созданные как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) с целью ее сохранения и развития (табл. 1.1), и с 2012 года объединены в «Российские сети» (ОАО «Россети»).

Таблица 1.1

**Дочерние электросетевые компании ОАО «Россети»,
по данным на начало 2015 года**

Дочерние электросетевые компании	Количество местных распределительных сетей
ОАО «Янтарьэнерго»	1
ОАО «МРСК Волги»	7
ОАО «МРСК Юга»	4
ОАО «МРСК Сибири»	35
ОАО «МОЭСК»	5
ОАО «ФСК ЕЭС»	8
ОАО «Тюменьэнерго»	8
ОАО «МРСК Центра»	11
ОАО «МРСК Северо-Запада»	7
ОАО «Ленэнерго»	1
ОАО «ТРК»	4
ОАО «МРСК Центра и Приволжья»	9
ОАО «МРСК Урала»	3
ОАО «МРСК Северного Кавказа»	6
ОАО «Кубаньэнерго»	13

Примечание. МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания.



Хозяйственная структура электроэнергетики. В 2014 году состав предприятий, имеющих полную или ограниченную хозяйственную самостоятельность, выглядел так.

- Генерирующие компании нескольких основных типов. Оптовые генерирующие компании – шесть ОГК на базе ТЭС и одна на базе ГЭС, территориальные генерирующие компании – 16, региональные генерирующие компании и их дочерние предприятия с ограниченной хозяйственной самостоятельностью – 107.

- Федеральные сетевые компании – 8.

- Распределительные сетевые компании – 54.

Возникло множество проблем взаимодействия предприятий существующей хозяйственной структуры. Одна из проблем – их совместная деятельность по энергоснабжению потребителей, и здесь появилась необходимость развития алгоритмов и методик расчета режимов.

Назвать области и задачи взаимной деятельности нереально, но уже сейчас ясно, что для многих задач требуются адресные принципы расчета. В ЦДУ ЕЭС СССР уже рассматривалась адресная задача распределения потерь электроэнергии в межсистемных линиях между объединенными энергосистемами [16]. Это было начало функционирования электроэнергетического рынка. Сейчас потребность в адресных расчетах многократно возрастает.

Итоги реформирования. Результатом дезинтеграции стало существенное понижение технической эффективности ЭЭС. Системы электроэнергетики динамичны и меняют свои свойства, и сейчас этот процесс проходит очень интенсивно. С начала реформ нет ни одного показателя по производственной деятельности с положительной динамикой. И если судить по этим показателям, то эффективность деятельности энергетики оценивается отрицательно.

Необходимо проводить специальные исследования и выработать предложения, повышающие эффективность технологических процессов. Одним из направлений является изменение принципов и методов расчета режимов ЭЭС, и мы считаем, что адресность расчетов – это одно из направлений. Требуется разработать принципы, модели и математический аппарат адресных расчетов.



§ 2. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕОРИИ АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ

Адресные расчеты – это расчеты нормальных режимов электро-энергетических систем. Имеется множество работ по расчетам нормальных режимов электроэнергетических систем, но в них не уделяется специального внимания адресности, а это принципиально новое направление расчета режимов ЭЭС [11, 12]. Определение теоретической базы становится одним из основных вопросов. По разработке теории выполнено очень много работ. Но многие известные ученые (Д.А. Арзамасцев, В.А. Веников, В.М. Горнштейн, Л.А. Мелентьев и многие другие) заявляли, *что единой теории управления режимами ЭЭС нет*, можно говорить только о принципах, которыми следует руководствоваться при решении конкретных задач. Теория всегда развивается, и старая становится элементом новой, более общей. Системы управления энергетическим производством – это управляющие динамические системы открытого типа, которые взаимодействуют с окружающей средой, являются подсистемами более общих систем управления человеческой деятельностью и подвержены влиянию случайных и неопределенных факторов. Адресные расчеты – это одно из направлений развития теории.

Четыре системы и особенности их расчета

В работе используется положение о том, что объекты энергетики могут рассматриваться как четыре типа систем соответственно областям деятельности предприятия: технические (Т), экономические (Э), производственно-хозяйственные (ПХ) и коммерческие (К). Системы могут существовать независимо или образовывать сложные единства, и при этом возникает множество особенностей при их моделировании и расчетах, что говорит о необходимости адресных расчетов. Они выражаются в следующем.

1. Системы различного вида имеют разные цели функционирования.

2. Единство всех или части систем по целям соответствует определенным организационным решениям их взаимодействия, которые могут изменяться во времени.



3. Системы имеют разные критерии оптимального управления – технические, экономические, рыночные, и решение общего вида можно найти, только используя многокритериальные методы.

4. Совокупности систем могут иметь различные иерархии.

5. Координация взаимодействия систем является важнейшим вопросом их функционирования.

Отметим основные особенности выполнения этих требований. Выше уже говорилось о разнообразии предприятий энергетики, и каждое – это система.

Громадное значение имеет моделирование системы. Моделирование – это методологический принцип теории управления. Но если рассматривать объект управления как систему, то необходимо иметь и связанную систему моделей. Только при этом можно в целом изучать процесс управления системой.

Системы динамичны, а следовательно, и модели обладают таким же свойством. Характеристика задач в виде нескольких уровней описания их свойств представлена ниже в табл. 1.2.

- Объект и его свойства (процессы, законы, параметры, технические решения).
- Цель управления объектом. Цели подразделяются: на технические; экономические (себестоимость, издержки, инвестиции); коммерческие (прибыль, рентабельность, срок окупаемости инвестиций); экологические; политические; военные. Модели задач разнообразны по назначению (математические, информационные).
- Декомпозиция задачи по виду режимов, по объектам, по значимости. Применяется иерархический принцип декомпозиции.
- Информационные свойства задач (применяется детерминированная, вероятностная, неопределенная информация) определяют модели и методы решения задач.
- Для формализации используется математический аппарат и эвристические приемы.
- Средства решения базируются на компьютеризации.



Т а б л и ц а 1.2

Иллюстрация связей задач управления режимами ЭЭС

Содержание задачи	Системный анализ	Программно-целевой подход	Классификация задач	Модели задач
Определение свойств систем	Граница Подсистемы Иерархия узлов Связи между узлами	Общие цели Декомпозиция целей на подцели Группировка целей Связи целей Формулирование целей	Технические Экономические Экологические Коммерческие	Эвристические, математические, логические и другие на основе законов: физических, общественно-экономических
Виды систем по их назначению: производственные, технологические, коммерческие	Учет особенностей Взаимосвязи и взаимовлияние	Комплекс целей. Связи между целями	Комплексы задач. Связи между задачами	Производственная, информационная, математическая и др.
Информационные свойства	Вид и характеристики информации	Прогнозирование информации в соответствии с целями	Информационные по виду информации	Эвристические, логические на основе законов: физических, общественно-экономических

Неопределенность функционирования систем

Неопределенность – это объективный закон природы и общества. Основными направлениями исследования и учета неопределенностей являются: повышение полноты и достоверности исходной информации на основе современных технологий; моделирование процессов прогнозирования при принятии плановых решений; развитие аппарата принятия решений с учетом рисков.



Для того чтобы оценить уровень неопределенности и по возможности сгладить ее проявление, в первую очередь надо развивать прогнозирование как фундамент принятия планов при управлении режимами ЭЭС. Громадную роль играют имитационные расчеты. Методологический аспект неопределенности заключается в комплексном рассмотрении проблемы: прогноз – план – риск плана [13].

Особо влияет период, время. Для многих задач требуется рассматривать фактор времени и использовать не мощности генерации и нагрузки, а выработку электроэнергии. Но адресные оценки могут требоваться по любому параметру режима, и здесь должны быть отдельные методы.

Компьютеризация

Управляющие информационно-вычислительные системы в энергетике появились вместе с первыми ЭВМ [1]. Однако современная вычислительная техника имеет радикально новые свойства по сравнению с первыми ЭВМ, и она позволяет решать задачи управления на новом научном уровне, обеспечивает использование почти любого математического аппарата, сервисный и интерактивный режим человека, позволяет глубоко исследовать имеющиеся свойства системы и прогнозировать их в будущем, адаптивный режим и самообучение. Главное, что сегодня компьютерные системы (КС) – это не только инструментарий расчетов, но и идеология интеллектуального управления.

Новые идеи расчета нормальных режимов ЭЭС

Параметры режима могут быть представлены в виде компонентов, имеющих различную природу, шаг дискретности и возможности регулирования, они индивидуальны для различных энергетических объектов.

Нормальные режимы ЭЭС рассчитываются по достаточно универсальным программам, но в них сейчас не учитываются адресные принципы. Возможны варианты их развития, например, применение нового метода электрического эквивалента, который позволяет получить адресные трассы для различных параметров режимов. Этот метод позволяет модифицировать уравнения состояния ЭЭС, сохранив вычислительную схему хорошо разработанных алгоритмов.



Кибернетические принципы

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

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

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



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В главе показано, что свойства системы определяются не только техникой, но и стратегиями развития энергетики государства, хозяйственными формами деятельности предприятий, динамикой развития системы, структурой электроэнергетического рынка. И в общем случае методы адресных расчетов индивидуальны и сложны. При решения адресных задач обязательное условие – компьютеризация расчетов.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Какие характеристики и параметры ЭЭС используются для адресных расчетов потоков электроэнергии?
2. Что такое трассировка потоков электроэнергии в ЭЭС?
3. Какие методы расчета режимов используются при адресных расчетах в ЭЭС?
4. Как адресные расчеты режимов ЭЭС учитывают перспективные задачи развития?
5. Можно ли решать адресные задачи нематериальных потоков, например информации или ресурсов?
6. В чем сложность адресных расчетов режимов?
7. Для чего адресные задачи решаются на оптовом рынке электроэнергии и какие узлы рассматриваются в ЭЭС?
8. Целесообразно ли адресные задачи решать на региональном рынке электроэнергии и какие узлы рассматриваются в ЭЭС?
9. Какие преимущества дают адресные расчеты для повышения эффективности систем?
10. Нарисуйте пример схемы для адресных расчетов режимов ЭЭС.

? В чем выражается связь между политическими целями государства в развитии энергетики и адресными расчетами режимов ЭЭС

Глава 2

ОСНОВЫ ПРИНЦИПА АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

§ 1. ПОНЯТИЕ АДРЕСНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАДАЧАХ

Основными факторами, раскрывающими понятие адресности (трассировки), являются цели, задачи, узлы, трассы, параметры (рис. 2.1).

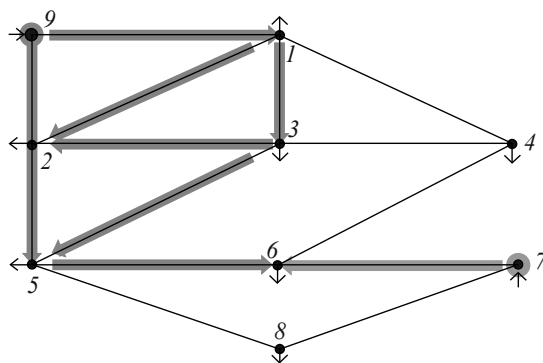


Рис. 2.1. К понятию адресности

Отправитель – это узел ЭЭС, который имеет имя и является началом трассы. Получатель – это узел, который также имеет имя и связан с отправителем трассой с определенными характеристиками. Связи имеют параметры (продукт, товары и услуги). Связи могут быть линейными, разветвленными, многопараметрическими, и требуются индивидуальные оценки их сочетания.

Поскольку во всех названных случаях отправной точкой расчетов служат электрические связи систем, базой становится совокупность методов расчета нормальных режимов ЭЭС, которые развиваются, дополняются и модифицируются в различных адресных расчетах.

Задачи адресности в энергетике имеют особенности при решении с учетом фактора времени. Транспорт энергии происходит на электронном уровне, и идентифицировать электроны невозможно. Необходимо разделить общий поток на отдельные части в реальном времени на более продолжительных интервалах. Отметим, что это свойственно нормальным режимам, а не адресным трассам. Оценки обычно производятся на определенном периоде времени (час, сутки и пр.)

Трассы режимных параметров соответствуют адресной связи узлов схемы. На параметры передачи $\{P, Q, \Delta P, \Delta Q, \mathcal{E}\}$ влияют общая схема сети, схема трассы, параметры схемы замещения.

Эффективность адресных расчетов режимов ЭЭС

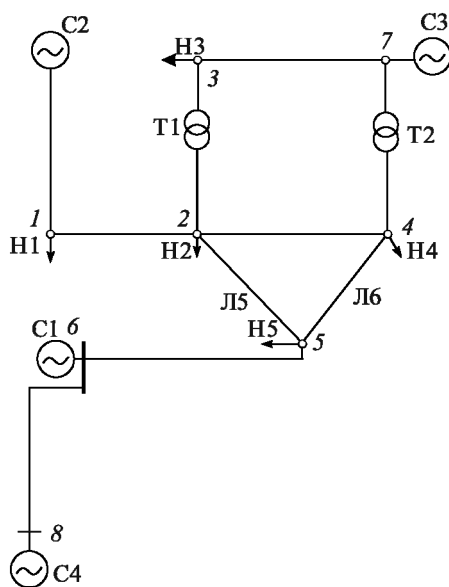


Рис. 2.2. Тестовая схема

Переход от обобщенных оценок режима по ЭЭС к индивидуальным для трасс принципиально различается.

Эффективность зависит от многих факторов, характеризующих свойства узлов связи: энергетических характеристик тепловых электрических станций; графика нагрузки ЭЭС; нагрузок в узлах сети; критерия оптимизации; метода оптимизации и др. Все эти факторы могут меняться независимо, и поэтому существует множество их комбинаций. Рассмотрим их ранг по результатам расчетов на тестовой схеме, которая достаточно часто используется в исследованиях [11, 12] (рис. 2.2).



Первая задача. Оценка адресных расчетов при учете изменчивости нагрузок системы и критерия оптимизации (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Адресное распределение мощности между станциями при различных критериях оптимизации режимов ЭЭС

Критерий оптимизации	Номер станции	Нагрузка системы, МВт		
		620	685	875
Минимум расхода условного топлива. Характеристики $B_{y.t}(P)$	1	151	167	212
	2	272	293	352
	3	102	114	153
	4	95	111	158
Минимум издержек на топливо. Характеристики $I_{y.t}(P)$	1	107	121	160
	2	325	345	409
	3	112	125	165
	4	76	95	141
Минимум суммарных издержек. Характеристики $I(P)$	1	170	160	200
	2	250	350	370
	3	100	75	165
	4	100	100	140
Отклонение мощностей станций от максимальной, %	1	17	28	25
	2	23	25	55
	3	59	40	0
	4	24	14	13

В табл. 2.1 приводится пример распределения нагрузки системы по различным критериям, при вариациях нагрузки системы и средних энергетических характеристиках станций. Использование различных критериев меняет общие затраты системы в пределах 6...19 % и мощности станций до 60 %. Соответственно возрастают или снижаются издержки и в узлах нагрузки.

Вторая задача. Влияние изменчивости энергетических характеристик станций на эффективность оптимизации режима и адресные оценки в узлах нагрузки (табл. 2.2).

Задавались два варианта характеристик стоимости мощностей станций: самая плохая и самая хорошая.

Анализ характеристик стоимости мощности в узлах показывает, что характеристики существенно различаются по форме и абсолютным значениям. Отличие удельных стоимостей составляет –24...78 %.



Таблица 2.2

Изменения удельной стоимости мощности по системе

Номер узла	1	2	3	4	5
Удельные стоимости в узлах нагрузок, 10 руб/МВт · ч	3,5...4,1	3,6...4,2	4,5...5	6,2...6,7	4,6...5
Отклонение от средней по системе, %	–19...+10	–3...+10	22...35	68...81	24...35

Для сравнительного анализа используются удельные затраты на единицу мощности, которые можно рассчитать по полученным характеристикам стоимости мощностей в узлах. Как видно, они изменяются более чем в два раза – от 3 до 7 руб/МВт · ч. Для одинаковой нагрузки их изменение составляет 50...60 %.

При условиях, указанных выше, и адресном распределении затрат удельные стоимости в узлах изменяются на –19...81 %. Эти результаты убедительно доказывают целесообразность и необходимость распределения затрат системы между потребителями на основе адресного принципа. При усредненном подходе потребители переплачивают или недоплачивают за электроэнергию.

Третья задача. Адресные оценки потоков мощности и их стоимости в узлах генерации и нагрузки для суточного периода. Рассматривался гипотетический график нагрузки. Коэффициент неравномерности его нагрузки 0,67, что соответствует режиму европейской части России.

Рассчитывались средняя стоимость энергии в системе для заданных характеристик станций и характеристик удельных затрат, адресное распределение затрат системы и удельные значения стоимости в узлах нагрузки, сравнивались результаты при распределении затрат в среднем и при адресной схеме. Данные показаны для различных энергетических характеристик: от самой плохой (1) до самой хорошей (5).

Изменение стоимостей мощности в узлах для рассматриваемого графика нагрузок от средних величин по системе находится в пределах –21,7...36,8 %. Самые значительные отклонения в большую сторону соответствуют узлу 4, а в меньшую сторону – узлу 1. Следовательно, потребители узла 4 переплачивают за электроэнергию



примерно на 30 %, а потребители узла 1 недоплачивают примерно на 19 % (рис. 2.3). Имеет место перекрестное распределение.

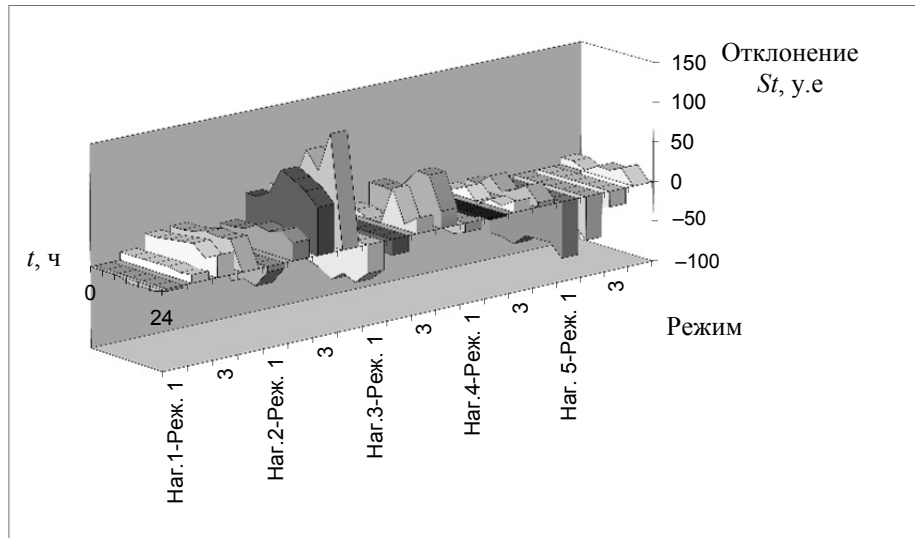


Рис. 2.3. Суточные графики отклонений стоимостных показателей нагрузок для различных вариантов расчета режимов:

режимы 1, 5, 9, 13, 17 – верхние границы $St(t)$ для нагрузок 1–5;
 режимы 2, 6, 10, 14, 18 – $St(t)$ при работе станций по зимним характеристикам для нагрузок 1–5;
 режимы 3, 7, 11, 15, 19 – $St(t)$ при работе станций по летним характеристикам для нагрузок 1–5;
 режимы 4, 8, 12, 16, 20 – нижние границы $St(t)$ для нагрузок 1–5

В течение суток удельные затраты меняются значительно как по узлам, так и по системе. Их характеристики примерно отражают конфигурацию графика нагрузки. Но абсолютное значение удельных издержек различается примерно в 2 раза. Удельные издержки в узлах и по системе существенно меняются по времени суток примерно в 2...4 раза.

Четвертая задача. Адресные оценки потерь мощности и их стоимости, разнесенные по узлам генерации и нагрузки для суточного периода. Из полученных результатов видно, что упрощенный подход к распределению потерь мощности приводит к погрешностям их распределения до 25 %. Особенно большие погрешности наблюдаются при прохождении максимума нагрузки системы. Если при



минимальных нагрузках погрешности находятся в диапазоне 2...12 %, то при максимальных нагрузках это 1...25 %. Интересна также картина долевого отнесения потерь на каждую нагрузку. В практике часто применяется способ распределения потерь пропорционально величине нагрузки. В действительности коэффициент потерь мощности для данной схемы меняется в пределах 1,36...3,85 (табл. 2.3 и 2.4). Причем в часы минимальных нагрузок самая большая величина относится на узел 2, нагрузка которого меньше, чем в узле 5. Подобные результаты получены и для других часов.

Из этих простых примеров уже видно, что эффективность трасс меняется в широких пределах и зависит от многих факторов. Средние условия могут дать существенные различия с индивидуальными оценками для трасс.

Таблица 2.3

Потери мощности от нагрузки при адресном распределении, %

Узел нагрузки	0, 4	8	12	16	20	24	Диапазон
1	1,67	1,88	2,11	2,03	1,64	2,25	1,67...2,25
2	2,96	3,48	3,67	3,50	3,85	3,02	2,96...3,85
3	1,93	2,68	2,67	2,44	2,53	1,81	1,81...2,53
4	2,94	2,86	1,86	1,75	1,61	1,78	1,78...2,94
5	1,36	1,52	2,01	1,84	2,97	1,58	1,36...2,97
Диапазон	1,4...3	1,5...3,5	1,9...3,7	1,8...3,5	1,6...3,9	1,6...3	

Как следует из табл. 2.4, главным фактором для трасс будут энергетические характеристики станций. Это довольно очевидный факт. Все остальные факторы должны быть использованы в максимальных пределах их изменений, в то время как энергетические характеристики – почти в минимальных ($\pm 5\%$). Такой диапазон можно получить при оптимизации внутростанционных режимов [3, 6, 7, 8]. Понижение всех технических оценок режимов ЭЭС в значительной степени объясняется «плохими характеристиками электростанций».

Примеры говорят также о том, что при таком большом количестве факторов, влияющих на результаты расчетов, усиливается значимость достоверности исходной информации. Известно, что нельзя применять метод расчета более точный, чем достоверность инфор-



мации. В традиционных расчетах по заданным мощностям использовались различные оценки (максимальные, минимальные, средние). Адресные расчеты – более мелкие оценки, более детальные.

Таблица 2.4

Сводные данные по количественным оценкам адресной стоимости мощности в узлах нагрузки

Номер задачи	Оцениваемый фактор	Изменения оценок	Ранг оценки
Первая задача	Влияние критерия оптимизации	До 20	4
Вторая задача	Влияние изменчивости энергетических характеристик станций	–19...81	1
Третья задача	Влияние изменения графика нагрузки	–22...37	2
Четвертая задача	Влияние графика нагрузки на изменение потерь мощности	1...25	3

Агрегирование энергетических характеристик станций относится к задаче выбора состава работающих агрегатов. Агрегирование может выполняться за различный период (часы, сутки, месяцы). Агрегирование имеет содержание построения суммарной характеристики станции, блока, цеха. Если время равно месяцу, кварталу, то агрегирование – это специальные расчеты, в которых учитывается изменение состава агрегатов, пуско-остановочные операции, тепловой баланс и др. В задачах определения режима ЭЭС всегда характеристики станций или их частей задаются. Это отражается на их погрешностях. В расчетах видно, что изменчивость характеристик существенно влияет на режим и может изменять результаты на десятки процентов.

Схема электрической сети в адресных расчетах

Анализ расчетов показывает, что в схеме сети чаще всего имеется две части. Первая – общая сеть, которая связана группой узлов и имеет различную топологию. Вторая – индивидуальные, чаще всего линейные, связи для конкретного узла сети.

При адресных расчетах возникает много особенностей. В общем случае требуется рассмотреть совокупность общего потоко-распределения для системы и определенных частей ее схемы. Поясним это положение. Расчетная схема всегда эквивалентруется [4]. В эквивалентных узлах и ветвях адресность может быть внутренним свойством и не учитываться. Эквивалентирование

соответствует целям. Например, для определения параметров ЛЭП, узких мест в сети, для развития и многого другого. Цели подразумевают определенные задачи. Используется эквивалентирование по назначению сетей, уровням напряжения, узлам нагрузки и генерации, что создает системы для расчетов.

Если эквивалентная сеть сложнозамкнутая, то учесть адресность во многих случаях достаточно трудно, однако и в сложнозамкнутой сети выделить трассы возможно. Представляется, что при этом надо учитывать кольцевые структуры, трансформацию напряжения и необходимо решить вопрос о разделении общего потока мощности на части, связанные с отдельными узлами. Разделение может быть пропорциональным по нагрузкам узлов или по другим принципам.

В общей части можно иногда выделить отдельную часть, которая зависит только от узла адресности. Тогда адресность не зависит от режима всей сети. В частных случаях она может быть связана со всей схемой. Например, если общий поток мощности включает $P = P_1 + P_2 + P_3$ и P_3 мала, то адресность учитывать нецелесообразно. Учесть адресные расчеты можно, применяя развитие и дополнения алгоритма расчета нормального режима, но это сложные пути. При любом расчете режима сети решаются эти вопросы и схема создается в соответствии с целями.

С учетом пояснений, сделанных выше, можно сказать, что очень часто расчетная схема – линейная и это снимает многие трудности (рис. 2.4)

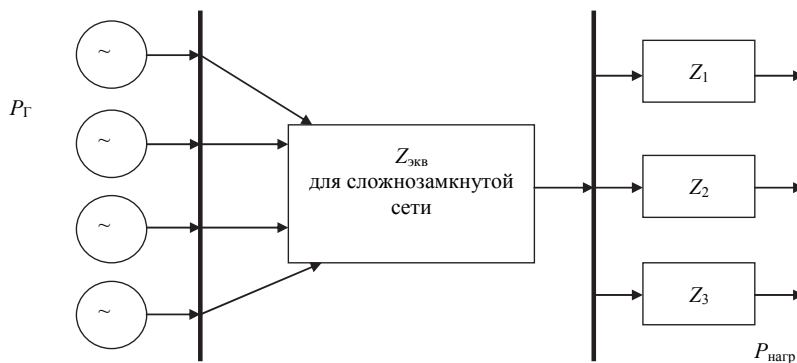


Рис. 2.4. Линейная схема расчета сети для трасс от генераторных узлов к узлам нагрузки

Методика адресных расчетов для отдельных частей представленной схемы может различаться.

§ 2. ТИПОВЫЕ ЗАДАЧИ АДРЕСНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Основные группы задач. В электроэнергетике множество задач имеет адресное содержание. Можно назвать типовые группы по их возникновению.

1. Изменение хозяйственной структуры электроэнергетической системы. Появилось множество предприятий с полной и ограниченной хозяйственной самостоятельностью: системы, предприятия, фирмы, корпорации, холдинги, ПУЛы и т. д. Это привело к необходимости создания взаимоотношений и рассмотрения их содержания.

2. Деятельность предприятий многоплановая. В [12], например, предлагаются ее формы: техническая, производственно-хозяйственная, экономическая, коммерческая. Причем с различными задачами и особенностями их решения.

3. Задачи развития требуют создания инвестиционных проектов и соответственно определения инвестора, источников инвестиций. Эти задачи могут решаться на основе корпоративных или частных интересов.

4. Взаимоотношения зависят от номенклатуры товара, услуг, форс-мажорных событий и пр.

5. Энергетика – это отрасль жизнеобеспечения государства, и при этом требуется решение разнообразных задач.

Множество задач связано с различными услугами. Большое количество задач по оказанию услуг имеет общий вид почти для любого производства при наличии ограничений или их отсутствии: транспорт сырья, материалов, запасных частей; определение загрузки персонала; определение использования механизмов ремонта; распределение инвестиций и т. д. Эти задачи относятся к классу линейных задач и детально изложены в литературе по линейному программированию. Для выбора состава работающих агрегатов используется динамическое программирование, что можно отнести к виду адресной задачи.

Особое внимание всегда уделяется задаче наивыгоднейшего распределения нагрузки в ЭЭС, которая является классической для энергетики и рассматривалась многократно [7, 15, 17]. В этих рабо-

тах адресному принципу не уделялось внимания. Он заявлен специально в работах [16] и внедрен в ЦДУ ЕЭС СССР, а впоследствии использован в работах [4, 11, 12]. Принцип адресности в отечественной литературе не рассматривался прежде. Этот принцип дает большой эффект как современный способ управления режимами. В зарубежной литературе он излагается многократно [32–41].

Можно указать задачи функционирования электроэнергетического рынка, к которым применимы принципы адресности.

1. Взаимоотношения энергосистем на электроэнергетическом рынке и адресных расчетов энергетических балансов мощности и электроэнергии с определением дифференцированных цен на продажу и покупку.

2. Взаимоотношения сетевых компаний (СК) – адресные расчеты по оказанию услуг энергосистемам по передаче электроэнергии, с учетом транзитных потоков мощности и электроэнергии.

3. Взаимоотношения региональных систем, сетевых и генерирующих компаний – адресные оценки для генераторных и сетевых узлов.

4. Взаимоотношения энергосбытовых компаний (ЭСБ) и потребителей (П) – адресные оценки затрат на продажу электроэнергии и мощности для определенных групп потребителей и учет их в тарифах.

Для общего представления об адресных расчетах приведенный выше перечень задач вполне достаточен.

Наиболее важны следующие задачи.

- Оптимальное распределение *активной мощности* в электроэнергетической системе.

- Адресное распределение *потерь мощности и электроэнергии* с оценкой их стоимости для сетевого предприятия в его узлах и ветвях.

- Составление баланса мощности с заблаговременностью 5...20 лет и адресным распределением потерь мощности и электроэнергии по составляющим баланса.

Содержание и методика решения задач зависят от вида объекта, периода расчетов, характеристик рынка и др. Для получения конечных результатов требуется определять трассы и их оценки.



§ 3. НОВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЭС

Расчеты для потоков мощности теоретически разработаны [4]. На их основе были решены прикладные задачи. Таким образом, в результате расчетов нормальных режимов ЭЭС появляются возможности решения адресных задач. Однако в них необходимо учитывать следующие положения.

1. Необходимо создать схему связи между генераторными узлами и узлами нагрузки, которые связаны в адресных расчетах. Генераторные узлы могут быть системами, станциями, областями, сетевыми предприятиями. Нагрузочные узлы – это индивидуальные узлы, концентрированная нагрузка в масштабах подстанции, зоны электроснабжения, дефицитной системы, транзит.

2. Для концентрированных генераторных узлов необходимо иметь агрегированные энергетические характеристики. Это исходная информация для алгоритма расчета режимов системы.

3. Для концентрированных узлов нагрузки требуется использовать эквивалентирование. Если при этом не учитывается время, то применяются стандартные принципы эквивалентирования параметров сети. В противном случае необходимо выявлять изменчивость параметров схемы замещения сети.

4. Для большей части адресных задач для режимов электрических систем необходимо учитывать фактор времени. Мгновенные режимы рассчитываются для оценки пропускной способности сети, определения предельных значений параметров сети, выявления узких мест при проведении ремонтов и пр. В них фактор времени – это усредненная мощность на определенном интервале. Если период усреднения составляет от минут до нескольких часов или месяцев, то это может привести к искажению адресных оценок.

5. Необходимо располагать информацией о нагрузках на заданном дискретном интервале усреднения для всего периода.

6. Требуется составить схему замещения электрической сети и определить параметры схемы замещения с учетом фактора времени.

7. Описанная методика – это специальные расчеты, которые не предусматриваются при типовых решениях.



8. Необходимо выбирать способ получения адресных оценок потоков активной мощности электрической энергии, потерь мощности и электроэнергии.

9. Следует модифицировать алгоритм расчета нормального режима сети для определения трасс и получения адресных оценок.

Расчет допустимого и оптимального нормального режима электрической сети – это классическая задача электроэнергетики. Адресный принцип реализуется на основе нормального режима электрической сети. Загрузка элементов электрической сети складывается из суммы перетоков мощности к различным потребителям. При адресности необходимо на основе допустимого режима определить: траектории мощностей и их ориентировочные стоимости от генераторных к нагрузочным узлам. Это позволяет оценить стоимость суммарной мощности, поступающей к нагрузочным узлам. Затем режим оптимизируется.

Схему замещения сети необходимо составлять по требованиям адресной задачи. При этом возникают новые условия агрегирования характеристик станций, эквивалентирования узлов и связей системы. При адресных расчетах чаще всего траектории определяются не для индивидуальных генераторных и нагрузочных узлов, а для концентрированных узлов. Возникает понятие «зона электроснабжения», для которой необходимо получить параметры схемы замещения.

Оценки трасс. Адресные задачи разнообразны, поэтому трассы оцениваются различными показателями. Могут быть технические задачи (развитие сетей, модернизация, реконструкция) и соответственно оценки по техническим параметрам, в экономических задачах (энергосбережение, снижение затрат) – экономические, в коммерческих задачах часто применяются оценки в рублях.

Чаще всего оценки отражают цены производства и системный эффект.

Цены определяются всеми ценами предприятий (ГК, СК, ОЭС), которые имеются на пути трассы. Системный эффект зависит от энергетических балансов и участия в них электростанций и требований электроснабжения потребителей [3, 6, 10, 15, 17].



§ 4. КОММЕРЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ РЕШЕНИЯ АДРЕСНЫХ ЗАДАЧ

Коммерческая деятельность энергетических предприятий включает в себя товарные и ценовые стратегии, и без энергетических балансов и условий функционирования электроэнергетического рынка их определить нельзя. Взаимоотношения между субъектами рынка – это трассы определенного продукта. Назовем ряд задач, связанных с балансами.

Определение номенклатуры и ассортимента товаров и услуг

Номенклатура товара включает мощность и энергию, ассортимент – мощности и выработку электроэнергии, обладающую параметрическими характеристиками. На основе балансов производится дифференциация товара по времени, объему, стоимости, по группам потребителей. Чтобы решить эту задачу, надо знать, как и чем связаны потребители и энергоснабжающая организация.

Услуги оказываются по поддержанию качества электроэнергии, по надежности, по обслуживанию систем электроснабжения, ремонтам и пр. Здесь также необходимо согласовывать режимные, технические и экономические вопросы взаимодействия партнеров рынка.

Цены определяются в первую очередь внутренними затратами предприятий. Управление режимами позволяет правильно решать большой комплекс режимных вопросов и минимизировать затраты системы. Достигается это за счет оптимального выбора состава работающих агрегатов; оптимального распределения нагрузки между системами, станциями, агрегатами; минимизации потерь в сетях; минимизации затрат на резервы и многими другими путями. Важным этапом функционирования системы является проведение маркетинговых исследований (рис. 2.5).

Приведенные примеры не исчерпывают всех задач, которые связаны с режимами и балансами, а только подчеркивают, что балансы становятся основой решения многих коммерческих задач. Ниже приводится ряд примеров с использованием данных зарубежных и отечественных энергетических объектов.

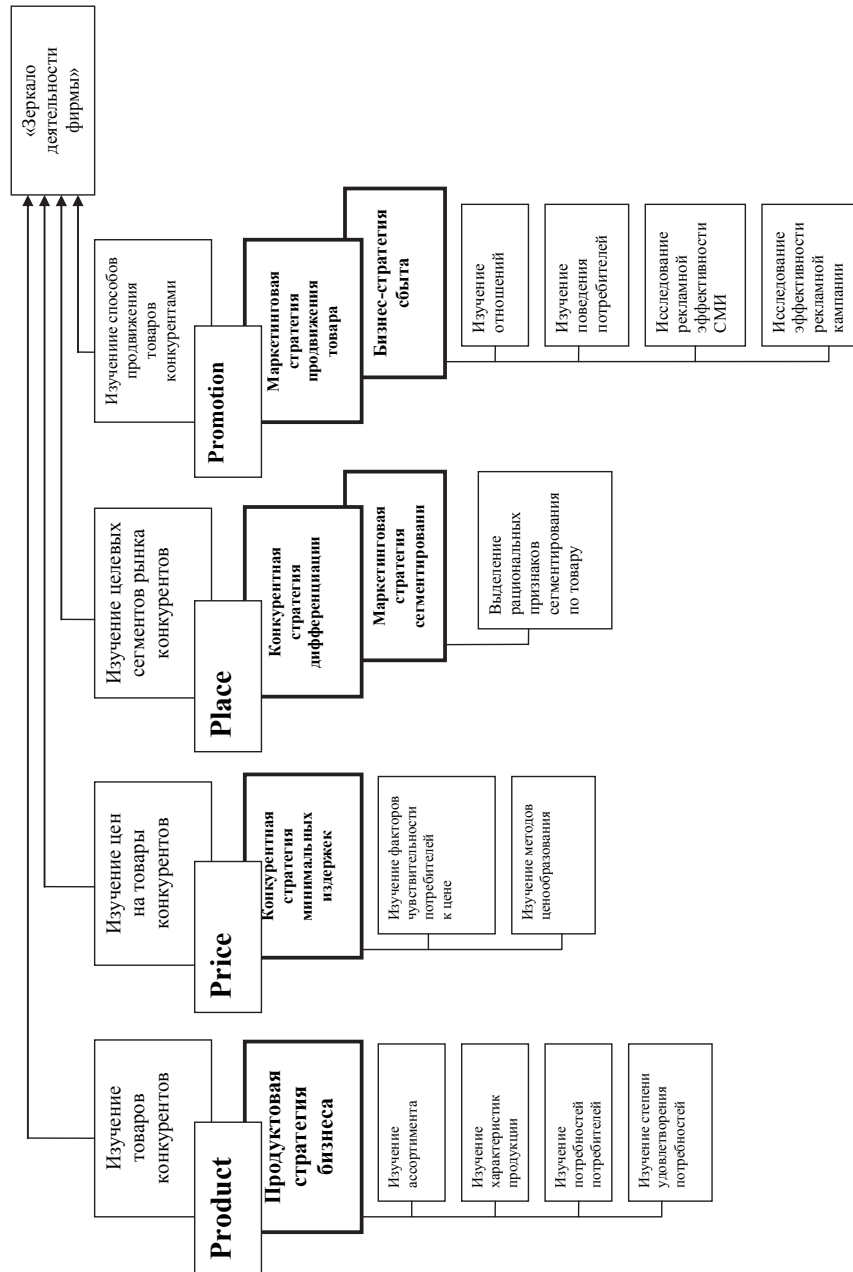


Рис. 2.5. Этапы маркетинговых исследований



Определение стоимости электроэнергии по зонам графика нагрузки ЭЭС

В этой задаче учитывается стоимость электроэнергии по различным зонам графика нагрузки ЭЭС. Потребители влияют на величину базовой, полупиковой и пиковой зоны, и тарифы для них должны учитывать различную стоимость производства электроэнергии в этих зонах. Приведем пример из зарубежной практики [13]. На рис. 2.6 показан график нагрузки Филиппин, а на рис. 2.7 дается характеристика энергосистемы Египта. Из рисунков видно, что стоимость электроэнергии меняется больше чем в два раза.

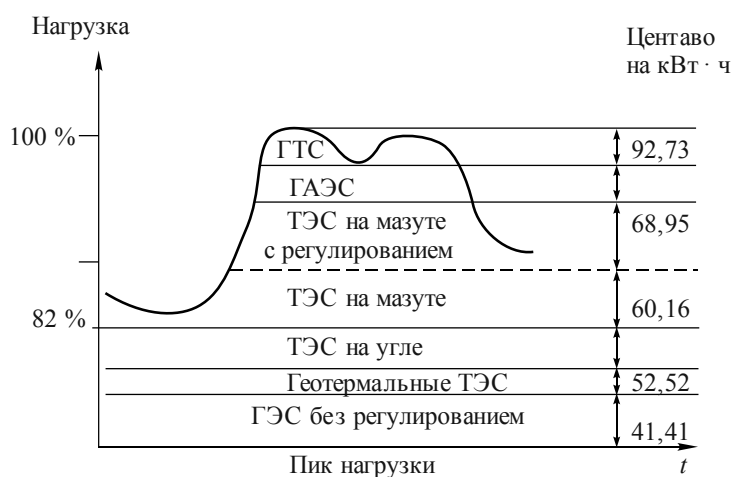


Рис. 2.6. Стоимость электроэнергии в различных зонах графика нагрузки энергосистемы Филиппин

Потребители, имеющие большую базовую нагрузку, находятся в выгодном положении по отношению к другим. Такой подход стимулирует уплотнение графика нагрузки системы и выгоден для нее. В соответствии с балансами меняются также цены для рабочих и выходных дней (примерно на 10 %) и по месяцам года (примерно на 15...20 %).

Для применения различных тарифов необходимо детально изучать потребителей и иметь полную характеристику их графиков нагрузки. Коммерческое требование сводится к определению затрат

по зонам графика нагрузки. Возникает задача параметрического описания свойств электроэнергии и мощности в ЭЭС.

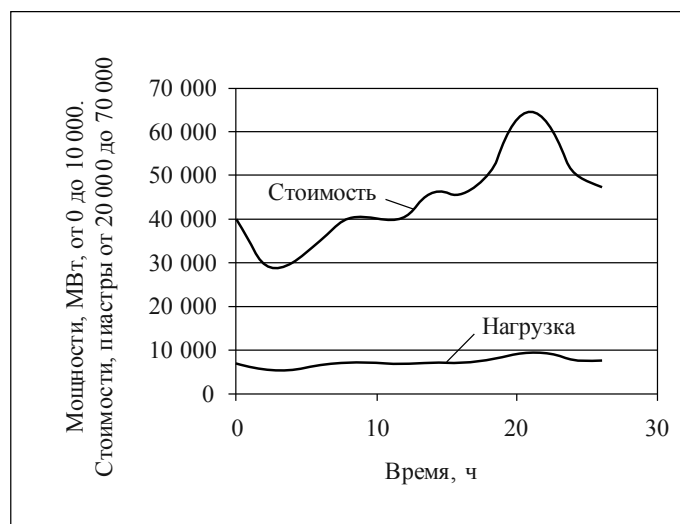


Рис. 2.7. Стоимость электроэнергии в различных зонах графика нагрузки энергосистемы Египта

Оперативная продажа электроэнергии с использованием блочных тарифов

Приведем пример оперативной продажи электроэнергии на рынке Скандинавских стран Nordel [13]. На этом рынке предусматриваются наряду с долгосрочными контрактами оперативные сделки и три временных периода взаимоотношений: суточный, недельный, оперативный. На основе суточных балансов предусматривается установление расчетных цен на каждые предстоящие сутки или их часть. Устанавливаются шесть-семь значений для рабочего дня и два-три значения для выходных дней. При заключении краткосрочных контрактов каждая энергосистема объединения сопоставляет стоимость своей электроэнергии со стоимостью других энергосистем и выбирает выгодные для себя условия покупки или продажи электроэнергии.



В цикле оперативного управления диспетчер объединения определяет стоимость регулируемой мощности для случая снижения или повышения нагрузки. Участникам регулирования мощности оплачивается их доля. Вводится специальная категория – оплата регулирования мощности. Она учитывается в долгосрочных контрактных отношениях. Долгосрочные контракты не являются обязательной формой сотрудничества. Главное – это краткосрочные заявки. Задача требует непрерывных расчетов по оптимизации режима. Для ее решения необходимо полное информационное обеспечение. Все изменения в балансах влияют на коммерческие результаты тех генерирующих объектов, которые ведут регулирование нагрузки (рис. 2.8).

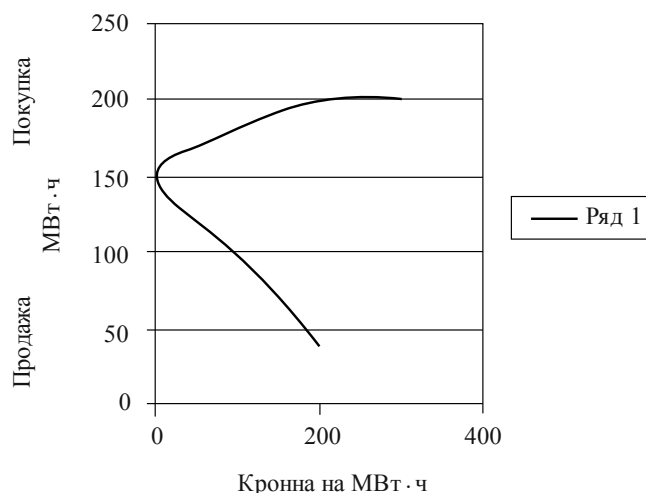


Рис. 2.8. Цены на электроэнергию в энергосистеме Nordel

По данным табл. 2.5 строится характеристика стоимости мощностей системы. Ее вид типичен для любых ЭЭС. Это нелинейная характеристика, обращенная выпуклостью вниз. С использованием этой характеристики можно построить зависимость стоимости графика нагрузок. Потребители получают информацию о стоимости мощностей системы для каждого часа суток и используют эти данные для регулирования своих графиков нагрузки, участвуют они в этой программе добровольно.



Таблица 2.5

**Стоимость энергии в различных зонах графика нагрузки
энергосистемы Египта, пиастры/кВт · ч**

Зона графика нагрузки, МВт	Электростанции, работающие в зоне	Стоимость энергии, пиастры/кВт · ч
0...1100	ГЭС без регулирования, ТЭС на угле	5,77
1100...7500	ТЭС на газе и мазуте	6,43
7500...8000	ТЭС-старые	6,96
8000...8200	ГТУ-новые	9,11
8200...9200	ГЭС с регулированием, ГТУ-новые	10,42

Управление спросом

Ввиду заинтересованности в партнерских отношениях с потребителями система вводит эту программу, но она не обязательна, и в ней можно участвовать по желанию. Адресность позволяет учитывать состав потребителей и их влияние на график нагрузки ЭЭС.

Основная программа управления спросом предполагает корректировку графика нагрузки потребителей, и это выгодно для ЭЭС. Есть шесть основных видов управления графиком нагрузки потребителей: срезание пика, заполнение провала, сдвиг нагрузки по времени, энергосбережение, поощрение роста нагрузки, регулирование графика нагрузки в зависимости от ситуации в системе.

Срезание пика в часы прохождения максимума нагрузки системы или в период пиковых нагрузок выгодно для системы. Для этого должны быть соответствующие тарифы, при которых для потребителя уменьшается цена максимальной нагрузки. Как правило, снизить максимум можно за счет бытовой нагрузки. Применяемый ранее сезонный «перевод стрелок часов» вперед и назад был направлен на снижение максимума нагрузки. На промышленных предпри-



ятиях максимум может быть понижен за счет регулирования сменного графика работы.

Заполнение провала может быть выгодным для ЭЭС, у которых имеются сложности с прохождением минимальных нагрузок, например, когда необходимо останавливать теплоэнергетическое оборудование на период ночного провала. Многие энергосистемы тепловые, и они испытывают большие трудности при снижении нагрузки в ночной период или в выходные и праздничные дни. Кроме того, заполнение провала – это уплотнение графика, что также снижает эксплуатационные издержки. Достигается это, например, за счет нагрева помещений в периоды провалов нагрузки, использования стиральных машин в ночное время и др. Для того чтобы потребитель получал от этого выгоду, должна быть соответствующая ценовая шкала.

Сдвиг нагрузки – это перевод нагрузки из пикового периода в периоды провала нагрузки системы. Для этого могут использоваться специальные электроприемники, например аккумуляторы горячей воды, тепла, холода, или изменение загрузки производственных мощностей во времени.

Энергосбережение влияет не только на эксплуатационные издержки и, следовательно, на снижение тарифов, но и, главное, на развитие энергосистемы. Снижается ввод мощностей, уменьшаются затраты на строительство сетей, меняются технические и экономические характеристики новых объектов. В России принята государственная программа энергосбережения и предполагается создание экономического механизма ее осуществления.

Стимулирование повышения электропотребления выгодно для ЭЭС, так как увеличивает объем продаж, но главным образом эта мера применяется как средство развития района. Известно, что излишек электроэнергии вызывает развитие производства, а ее недостаток тормозит его.

Гибкий график нагрузки применяется при оперативном и спотовом управлении электроэнергетическим рынком, о чем говорилось выше. Его же можно использовать в период дефицитов энергии, когда потребитель «добровольно» ограничивает свое потребление или идет на снижение надежности. Конечно, это требует от энергоснабжающей организации специальной системы поощрений.

§ 5. АДРЕСНОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Сетевые предприятия на рынке электроэнергии и мощности занимают монопольное положение. Хотя услуги сетевых предприятий должны быть в равной степени доступны всем продавцам и покупателям, но при наличии больших сетевых ограничений в полной мере равноправие соблюсти не удается. Сетевые тарифы могут изменить цены на продукцию до 20...30 %, поэтому возникают задачи их адресного определения.

В общем виде сетевые тарифы определяются выражением

$$T_{\text{пер}} = kI_{\text{СК}},$$

$$I_{\text{СК}} = I_{\text{у.п}} + I_{\text{пот}},$$

где $I_{\text{СК}}$ – общие издержки сетевой компании (СК) и их составляющие; $I_{\text{у.п}}$ – условно-постоянные; $I_{\text{пот}}$ – издержки на компенсацию потерь. Коэффициент k учитывает прибыль, инвестиционную составляющую и др. Все эти величины необходимо дифференцировать по номенклатуре товара и услугам и по многим факторам, отражающим его значимость (социальным, региональным, политическим).

Тогда для каждого субъекта i необходимо определить

$$\Pi_i = K_{1i}I_{\text{у.п}i} + K_{2i}I_{\text{пот}i} + K_{3i}\Phi_i,$$

Все составляющие этого выражения зависят от номенклатуры по выработке электроэнергии ($\mathcal{E}$), мощности (P), услуг (Y) и факторов (Φ), учитывающих общественную значимость энергетики, т. е. $I(\mathcal{E}, P_{\text{макс}}, Y)$, $K(\mathcal{E}, P, Y, \Phi)$.

Потери электроэнергии и мощности

Потери электроэнергии и мощности не являются основной составляющей тарифов и в высоковольтных сетях находятся в пределах 10 % общих издержек. Для конкретного потребителя при их адресном распределении они могут составлять от 2 до 15 % сетевого тарифа. Это существенная величина, и произвольное или некорректное распределение в рыночных отношениях будет неправиль-



ным. В генераторных узлах потери влияют на цену товара и, следовательно, на конкурентные преимущества продавца, в нагрузочных узлах – на тарифы и выбор продавца.

При двухставочном тарифе необходимо на каждом расчетном интервале времени определять потери на мощность и на выработку электроэнергии. При параметрической дифференциации мощности и выработки электроэнергии потери учитывают номенклатуру товара (по временным зонам графика нагрузки, по дням недели, по сезонам года), что требует расчета и адресного распределения потерь мощности и потерь электроэнергии.

§ 6. ПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МОЩНОСТИ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мощность и выработка электроэнергии имеют параметрические свойства в зависимости от того, для каких целей они используются в системе. Мощность может быть рабочей (меняется от минимальной до максимальной), резервной (используется как аварийный или частотный резерв), вынужденной (связанной с ограничениями). Электроэнергия различается в рабочие и выходные дни, летом и зимой и т. д. Перечисленные параметры на рынке приобретают свойства товара. На цены этого энергетического товара влияют параметрические свойства. Тогда для параметра X имеется ряд $X(X_1, X_2, \dots)$. Как будет показано далее, X имеет и индивидуальные стоимостные оценки St_x , появляется второй ряд XSt_x ($X_1St_1, X_2St_2, \dots$). Стоимостные оценки могут иметь характеристику $St(X)$.

В адресных расчетах могут использоваться X , St_x , $I_x(X, St_x)$, причем St_x может представляться в виде постоянного значения или в виде зависимостей от параметрических свойств.

Структура издержек электрических станций

Основные функции станций по отношению к потребителям ее продукции требуют расчета различных издержек:

- выдача рабочей мощности $P_{\text{раб}}$ по заданному графику нагрузки в базовом, полупиковом или пиковом режиме – издержки $I_{\text{раб}}$;



- обеспечение режимной надежности с несением нагрузочного $P_{\text{рез.нагр}}$, аварийного $P_{\text{рез.ав}}$ и ремонтного резерва $P_{\text{рез.рем}}$ – издержки соответственно $I_{\text{рез.нагр}}$, $I_{\text{рез.ав}}$, $I_{\text{рез.рем}}$;
 - обеспечение качества энергетической продукции по напряжению и частоте – I_U , I_f ;
 - выдача электроэнергии заданного объема $\mathcal{E}$ – издержек $I_{\mathcal{E}}$;
 - выдача тепловой энергии заданного объема для ТЭС Q – I_Q .
- Соответственно общие издержки например для ТЭС

$$I_{\text{ТЭС}} = I_{\text{раб}} + I_{\text{рез.нагр}} + I_{\text{рез.ав}} + I_{\text{рез.рем}} + \\ + I_U + I_f + I_{\mathcal{E}} + I_Q. \quad (2.1)$$

Большинство перечисленных составляющих издержек в той или иной мере должно быть отнесено ко всем i видам продукции с долей α_i , предоставляемой станцией на рынок. Тогда для i -го вида продукции

$$I_i = I_{\text{ТЭС}} \times \alpha_i. \quad (2.2)$$

В дальнейшем, используя выражение «характеристика предприятия», издержки можно определить по (2.1), а при дифференциации товара – по (2.2).

Структура издержек электрических сетей

Издержки сетей отражают:

- транспорт энергетической продукции (издержки на возмещение потерь мощности в сети $I_{\Delta P}$, зависящие от параметров режима сети);
- качество электроснабжения по напряжению (издержки на регулирование реактивных мощностей и напряжений в сети $I_{\text{кач}}$, зависящие от параметров режима сети);
- схемную и аппаратную надежность электроснабжения как услуги, предоставляемые электрической сетью потребителям различных категорий, $I_{\text{над}}$;



- управление технологическими процессами передачи энергетической продукции ($I_{\text{управл}}$).

Все названные составляющие зависят от класса напряжения и назначения электрических сетей.

Суммарные издержки электрической сети:

$$I_{\text{сети}} = I_{\Delta P} + I_{\text{над}} + I_{\text{кач}} + I_{\text{управл}} + I_{\text{пр}}.$$

По аналогии с издержками на станциях необходимо разделять суммарные издержки по видам продукции и по уровням взаимодействия.

Системообразующая сеть большей частью выполнена радиальными ЛЭП, поэтому для j -й ЛЭП ЭЭС, системообразующая сеть которой содержит линии 500, 750 и 1150 кВ, можно принять

$$\begin{aligned} I_{\text{с/о}j} &= I_{500j} + I_{750j} + I_{1150j} = \\ &= I_{500j} k_{500j} + I_{750j} k_{750j} + I_{1150j} k_{1150j}, \end{aligned}$$

где $k_{U_j} = \frac{l_{U_j}}{\sum_{j=1}^n l_{U_j}}$ – коэффициент, отражающий долю условно-

постоянных издержек потребителей, получающих питание по j -й ЛЭП с напряжением U в общих издержках системообразующей сети; l_{U_j} – длина j -й ЛЭП; n – число ЛЭП системообразующей сети.

В питающей сети разделить издержки пропорционально длинам ЛЭП невозможно, поскольку эти сети в основном выполнены кольцевыми. Здесь можно применить деление условно-постоянных издержек пропорционально значениям мощностей подстанций в режиме максимальных нагрузок или, еще более упрощенно, пропорционально мощности трансформаторов подстанции питающей сети.

$$I_{\text{пит}j} = I_{110j} + I_{220j} + I_{500j} =$$

$$= I_{110j} k_{110j} + I_{220j} k_{220j} + I_{500j} k_{500j},$$

где $k_{Uj} = \frac{P_{Uj}}{\sum_{j=1}^m P_{Uj}}$ – коэффициент, отражающий долю условно-

постоянных издержек потребителей j -й подстанции с напряжением U в общих издержках питающей сети; m – число трансформаторных подстанций питающей сети.

Для распределительной сети можно применить подход, аналогичный разнесению издержек в питающей сети.

Переменные издержки в основном зависят от издержек на возмещение потерь мощности в сети, которые должны распределяться по адресному принципу.

Структура издержек электроэнергетической системы

Характеристики электроэнергетических систем определяются не только стоимостными характеристиками входящих в них объектов, но и формой взаимодействия между ними. Если для электрической станции все потребители по их вкладу в удельные издержки станции равноправны, то для системы это не так. Необходимо учитывать, от какого источника и по какой стоимости передается продукция и каков ее путь по сети.

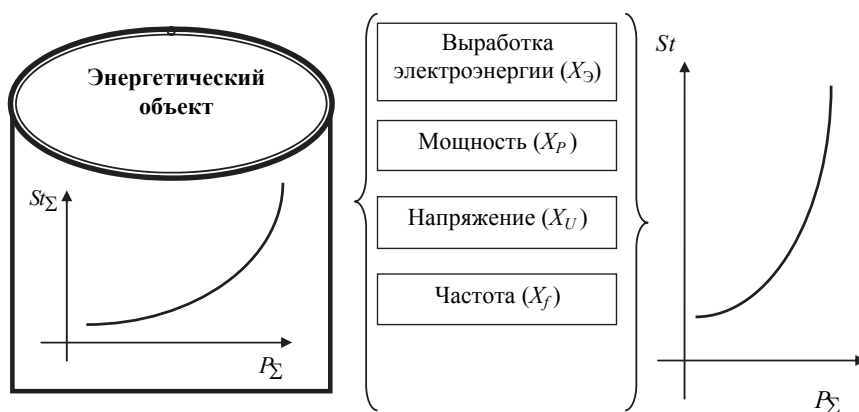


Рис. 2.9. Иллюстрация к понятию стоимости энергетического товара



Учет издержек электрической сети приводит к индивидуальной стоимости энергетической продукции для каждого потребителя. Однако технические сложности учета мощности и электроэнергии не позволяют в полной мере реализовать индивидуальные стоимостные оценки, поэтому для группы потребителей одной зоны или подстанции принимается укрупненный стоимостный показатель. При этом границы экономической однородности элемента могут не совпадать с границами, определенными для технологического управления (рис. 2.9).

На рис. 2.9 в качестве адресного параметра могут быть добавлены и услуги предприятий.

§ 7. ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ АДРЕСНЫХ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ

Дана система, состоящая из двух генерирующих компаний и трех сетевых компаний. Необходимо найти стоимости потребленных мощностей (руб/кВт) в каждом узле:

- 1) по средним показателям в системе;
- 2) по маржинальной цене;
- 3) по адресному принципу.

Все исходные данные показаны на рис. 2.10.

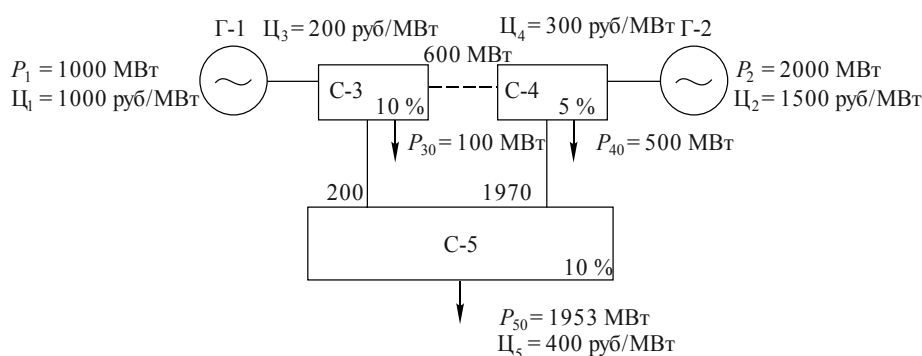


Рис. 2.10. Энергосистема со всеми указанными на ней исходными данными



*1. Определение издержек в узлах нагрузки
по средним показателям для ЭЭС*

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям:

$$C_1 = \Pi_1 P_1 = 10^3 \cdot 10^3 = 10^6 \text{ руб.};$$

$$C_2 = \Pi_2 P_2 = 2000 \cdot 1500 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} C_3 &= \Pi_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = \\ &= 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$C_4 = \Pi_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_5 = \Pi_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Найдем суммарную стоимость (издержки) в системе:

$$C_{\text{ЭЭС}} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 = 5,848 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Найдем удельную стоимость по системе:

$$\begin{aligned} C_{\text{ЭЭС уд}} &= C_{\text{ЭЭС}} / (P_1 + P_2) = 5,848 \cdot 10^6 / (1000 + 2000) = \\ &= 1949,33 \text{ руб/МВт.} \end{aligned}$$

Стоимость за 1 МВт, найденная по среднему показателю в системе, будет одинакова в любом узле системы и не будет зависеть от месторасположения узла. Общая стоимость за всю потребленную мощность будет зависеть только от величины этой мощности. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле:

$$C_{30} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{30} = 1949,33 \cdot 100 = 1,95 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{40} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{40} = 1949,33 \cdot 500 = 9,75 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{50} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{50} = 1949,33 \cdot 1953 = 3,81 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 4,98 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$



2. Определение издержек в узлах нагрузки по маржинальной стоимости

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям. В данном случае цены по сетевым компаниям останутся прежними, а для генерирующих возьмем маржинальную цену, т. е. наибольшую из двух:

$$C_1 = C_1 P_1 = 1500 \cdot 10^3 = 1,5 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$C_2 = C_2 P_2 = 1500 \cdot 2000 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} C_3 &= C_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = \\ &= 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$C_4 = C_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_5 = C_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Найдем удельные стоимости (издержки) для узлов 3 и 4. Удельные стоимости для потребителей 3 и 4 будут одинаковыми, так как в этом случае мы принимаем, что обе эти нагрузки потребляют мощность, выработанную обеими генерирующими компаниями и распределенную обеими сетевыми компаниями:

$$C_{\text{удРЗ-Р4}} = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4) / (P_1 + P_2) = 1826,67 \text{ руб/МВт.}$$

Найдем удельную стоимость для узла 5:

$$\begin{aligned} C_{\text{ЭЭС уд}} &= (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5) / (P_1 + P_2) = \\ &= 6,348 \cdot 10^6 / (1000 + 2000) = 2116 \text{ руб/МВт.} \end{aligned}$$

Стоимость за 1 МВт, найденная по маржинальной стоимости в системе, будет различной. В узлах 3 и 4 будет одна стоимость за



1 МВт, в узле 5 – другая. Это будет зависеть от того, через сколько СК прошла потребленная мощность. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле:

$$C_{30} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{30} = 1826,67 \cdot 100 = 1,826 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{40} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{40} = 1826,67 \cdot 500 = 9,133 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{50} = C_{\text{ЭЭС уд}} P_{50} = 2116 \cdot 1953 = 4,133 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 5,228 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

3. Определение издержек в узлах нагрузки по адресному принципу

Способ 1

Потребитель платит за потери как от выработанной ГК мощности, так и за потери распределенной СК мощности.

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям:

$$C_1 = \Pi_1 P_1 = 1000 \cdot 10^3 = 10^6 \text{ руб.};$$

$$C_2 = \Pi_2 P_2 = 1500 \cdot 2000 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} C_3 &= \Pi_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = \\ &= 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$C_4 = \Pi_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_5 = \Pi_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

По адресному принципу мы принимаем, что мощность, потребляемая узлом 3, полностью берется из узла 1. Оставшаяся мощность от первой генерирующей компании расходуется по сетевым компаниям: 600 МВт идет к четвертой сетевой компании, 200 МВт – к пятой. Нагрузка в узле 4 полностью питается от второй генерирующей компании. Вся оставшаяся мощность уходит к пятой сетевой



компании. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле с учетом всех потерь:

$$C_{30} = (P_{30}\Pi_1 / 0,9) + (P_{30}\Pi_3 / 0,9) = 1333,33 \cdot 100 = 1,33 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{40} = (P_{40}\Pi_2 / 0,95) + (P_{40}\Pi_4 / 0,95) = 1894,74 \cdot 500 = 9,474 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} C_{50} &= (P_{53}\Pi_5) + (P_{54}\Pi_5) + (P_{53}(\Pi_1 + \Pi_3) / 0,9) + (P_{34}\Pi_4) + \\ &+ (P_{34}(\Pi_1 + \Pi_3) / 0,9) + ((P_{53} - P_{34} / 0,95)(\Pi_2 + \Pi_4) / 0,95) = \\ &= 200 \cdot 400 + 1970 \cdot 400 + 200 \cdot 1200 / 0,9 + 600 \cdot 300 + 600 \cdot 1200 / 0,9 + \\ &+ (1970 - 570)1800 / 0,95 = (0,08 + 0,788 + 0,267 + 0,18 + \\ &+ 0,8 + 2,65) 10^6 = 4,765 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 5,845 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

С п о с о б 2

Потребитель платит за потери только от выработанной ГК мощности, а за потери распределенной СК мощности не платит.

Найдем цены выработки и передачи мощности по генерирующим и сетевым компаниям:

$$C_1 = \Pi_1 P_1 = 1000 \cdot 10^3 = 10^6 \text{ руб.};$$

$$C_2 = \Pi_2 P_2 = 1500 \cdot 2000 = 3 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} C_3 &= \Pi_3 (P_{30} + P_{34} + P_{35} + \Delta P_3) = \\ &= 200(100 + 600 + 200 + 100) = 2 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$C_4 = \Pi_4 (P_{40} + P_{45} + \Delta P_4) = 300(500 + 1970 + 130) = 7,8 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_5 = \Pi_5 (P_{50} + \Delta P_4) = 400(1953 + 217) = 8,68 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

По адресному принципу мы принимаем, что мощность, потребляемая узлом 3, полностью берется из узла 1. Оставшаяся мощность от первой генерирующей компании расходуется по сетевым компаниям: 600 МВт идет к четвертой сетевой компании, 200 МВт – к пятой. Нагрузка в узле 4 полностью питается от второй генерирующей компании. Вся оставшаяся мощность уходит к пятой сетевой



вой компании. Найдем стоимости потребляемых мощностей в каждом узле с учетом всех потерь:

$$C_{30} = (P_{30}\Pi_1 / 0,9) + (P_{30}\Pi_3) = 1,33 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{40} = (P_{40}\Pi_2 / 0,95) + (P_{40}\Pi_4) = 9,39 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} C_{50} &= ((P_{53} + P_{34})\Pi_1 / 0,9) + (P_{145}\Pi_2 / 0,95) + (P_{34}\Pi_3) + (P_{35}\Pi_3) + \\ &\quad + (P_{43} \cdot 0,95\Pi_4) + P_{145}\Pi_4 + P_{50}\Pi_5 = \\ &= ((200 + 600)1000 / 0,9) + 1400 \cdot 150 / 0,95 + (200 + 600) \cdot 200 + \\ &\quad + 600 \cdot 0,95 \cdot 300 + 1400 \cdot 300 + 1953 \cdot 400 = 4,632 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\text{Издержки по ЭЭС: } C_{\Sigma} = C_{30} + C_{40} + C_{50} = 5,304 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

По данным, сведенным в табл. 2.6, можно сделать выводы.

Таблица 2.6

По средним показателям	По маржинальной цене	По адресному принципу (1)	По адресному принципу (2)
$0,195 \cdot 10^6$	$0,1826 \cdot 10^6$	$0,1333 \cdot 10^6$	$0,1333 \cdot 10^6$
$0,975 \cdot 10^6$	$0,9133 \cdot 10^6$	$0,9474 \cdot 10^6$	$0,939 \cdot 10^6$
$3,81 \cdot 10^6$	$4,133 \cdot 10^6$	$4,765 \cdot 10^6$	$4,632 \cdot 10^6$
$4,98 \cdot 10^6$	$5,228 \cdot 10^6$	$5,845 \cdot 10^6$	$5,304 \cdot 10^6$

В расчете по средним показателям будет наименьшая стоимость потребленной мощности, а это не самый выгодный вариант для сетевых и генерирующих компаний. Но так как это простой и понятный способ рассчитать стоимости потребляемой мощности (электроэнергии), то в настоящее время пользуются именно им. Также удаленные потребители не переплачивают за потери и услуги всех сетевых компаний, через которые им приходит мощность.

В расчете по маржинальной цене суммарная стоимость потребленной мощности увеличилась. При этом стоимости, которые заплатили потребители в узлах 3 и 4, уменьшились. Увеличение суммарной стоимости объясняется тем, что потребители в узле 5 заплатили больше, так как в расчете учитывалось распределение всеми сетевы-



ми компаниями. Выгоду получила также первая генерирующая компания, поскольку ее мощность продавалась по завышенной цене.

В расчете по адресному принципу суммарная стоимость увеличилась еще больше и опять же за счет потребителей в самом удаленном узле 5. Этот способ расчета выгоден для потребителей, расположенных вблизи станций, но не выгоден для удаленных потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема адресной оценки параметров режима возникла в связи с дезинтеграцией системы энергетики, изменением хозяйственных форм предприятий энергетики и организацией электроэнергетического рынка. Адресные расчеты – новое направление расчета режимов ЭЭС. Они не применялись раньше, так как в них не было необходимости.

Из суждений, представленных выше, видно, что методика и принципы адресных расчетов достаточно типовые, но значительно сложнее традиционных, поскольку требуется трассировка потоков. Это выдвигает специальные требования к моделированию задачи, ее алгоритмизации и применению методов расчетов.

В этой главе показано, что на оценки трасс и параметров узлов влияет множество факторов: характеристики электростанций, показатели стоимости для генерирующих компаний, внутростанционная оптимизация, потребители. Это далеко не полный список, но вид и параметры трасс в первую очередь зависят от достоверности и полноты информации.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Дайте понятие адресности и трассы.
2. В ЭЭС с количеством потребителей 5 и числом генераторных узлов 3 сколько может быть трасс?
3. Назовите адресные задачи технического и коммерческого содержания.
4. Как определить эффективность трассы?
5. Что такое системная эффективность трассы?
6. Как определяется эффективность трассы?



7. Какими параметрическими свойствами может обладать мощность?
8. Приведите пример участия потребителей в коммерческой программе. Как это учитывается в адресных расчетах?
9. Как энергетические балансы мощности и выработки электроэнергии связаны с расчетами адресных задач?
10. Какая программа расчета режимов ЭЭС является основой адресных расчетов?

? Перечислите факторы системной эффективности трасс в ОЭС по обеспечению качества электроснабжения

Глава 3

АДРЕСНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

§ 1. ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Потоки мощности и выработки электроэнергии в нормальных условиях определяются энергетическими балансами. Эта задача решается на всех уровнях функционирования системы.

В энергетических балансах учитываются следующие факторы.

- Критерий режима – сейчас это зачастую максимум прибыли.
- Порядок составления баланса. На электроэнергетическом рынке он строго регламентирован и главным образом определен организационно, например маржинальным ценообразованием.
- Цена продажи – не дифференцирована и определяется субъектами-продавцами на основе их ценовых предложений.
- Цена покупки средняя для всех субъектов-покупателей.

Все эти положения периодически изменяются.

Наиболее важными являются балансы мощностей, уравнение которых – одно из наиболее жестких ограничений при решении задачи загрузки электростанций и определении режима всей ЭЭС. Центральная роль принадлежит генерирующим компаниям или электростанциям. Они являются начальной точкой решения по управлению ЭЭС. Соответственно это требует рассмотрения не только системных, но и внутростанционных задач: выбора состава

и режима агрегатов станций для планового графика нагрузки, регулирования планового режима с учетом пуско-остановочных операций (учета пусковых расходов), учета затрат на управление. Это внутростанционные задачи, и они зависят от решений, принимаемых хозяйствующим субъектом, что влияет на энергетические характеристики, которые используются при планировании режимов ЭЭС.

Особенности расчета энергетических балансов. Главным новшеством по сравнению с многолетней практикой в составлении энергетических балансов является существование электроэнергетического рынка. Электроэнергетический рынок представляет собой систему экономических отношений между производителями и потребителями, связанных с оборотом электроэнергии как товара массового потребления. Конечно, экономические отношения прямо или косвенно связаны с технологическими процессами предприятий энергетики. Если не учитывать затраты предприятия, то невозможно определить достоверные цены на производимый продукт. Следовательно, существует единственная обоснованная методика «затраты предприятия на продукт – его цена на рынке с учетом рыночной конъюнктуры – продажа/приобретение». Затраты предприятия на продукт зависят от того, как их считают. В данном параграфе рассматривается адресный принцип их расчета. Он не реализован на российском электроэнергетическом рынке, но во многих странах используется.

Организационные положения, принятые на электроэнергетическом рынке России. В течение 2004 – 2010 гг. сформировалась новая структура отрасли, основанная на принципах разделения основных функций: генерация, сбыт, распределение электроэнергии и управление надежностью энергоснабжения. Одновременно с разделением функций в отрасли был внедрен и запущен с 1 сентября 2006 г. рынок электроэнергии. Режимы работы электростанций на рынке стали управлять с помощью ценовых сигналов, которые определялись предприятиями-продавцами, причем затраты на продукт отнесли к области «коммерческих тайн». В мировой практике этот принцип не используется – затраты являются открытой информацией. Безусловно, это правильно.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности уровень загрузки электростанций определяется исходя из соотношения цены на



рынке и цены в заявке генерирующей компании. В этой схеме на олигопольном рынке, который сейчас имеется во всех ОЭС, существует риск сговора, и в этом случае нет заинтересованности ГК в получении конкурентных преимуществ. Это одна из причин недостаточного внимания к затратам и режимам ГК.

Системный оператор стал управлять заявками генерирующих компаний на основе системы штрафов и дополнительных возможностей получения прибыли для генерирующих компаний в зависимости от их поведения на рынке. В частности, в случае отсутствия в составе баланса всех заявленных на рынок на сутки вперед объемов генерации (с учетом холодных резервов) мощности генерирующая компания получит штраф за непредоставление мощности. Штрафы могут возникнуть также и при отклонении режима станции от заданного графика нагрузки. И для ГК, и для СК нет нормативов экономичности их режима.

К основным категориям взаимоотношений субъектов электроэнергетического рынка, влияющих на энергетические балансы, относится следующее.

- Объем производства/потребления, продаж электроэнергии в натуральных единицах измерения (баланс электроэнергии), кВт · ч. Электроэнергия – это товар жизненной необходимости, и он существенно отличается от других промышленных товаров. В первую очередь тем, что кривая спроса неэластична и при любой цене электроэнергия востребована. Электроэнергетические рынки либо монопольные, либо олигопольные. Это полностью или частично исключает конкуренцию, и на таком рынке нет рыночного регулирования.

- Цена электроэнергии на рынке (коп/кВт · ч) в основном зависит от организационно-правовых решений, принятых при функционировании рынка. Договорные отношения включают порядок заключения договора электроснабжения, условия сторон, права и обязательства. Данные характеристики электроэнергетического рынка стали основополагающими при составлении экономической модели рынка.

§ 2. МОДЕЛЬ РЫНКА

Введем понятие «модель электроэнергетического рынка». Модель понимается как потокораспределение электроэнергии и средней цены и индивидуальные трассы адресных потоков. Первой ступенью разработки модели рынка является *составление энергетического баланса*, так как на основе его данных можно определить следующие величины:

- выработку электроэнергии электростанциями;
- потребление электроэнергии потребителями отдельных зон электроснабжения;
- дефицит/избыток электроэнергии в системах-субъектах рынка;
- сальдо-перетоки электроэнергии с оптового рынка между региональными системами;
- пропуск электроэнергии через сетевые структуры;
- объемы продаж электроэнергии региональным системам и потребителям.

Задачи составления энергетических балансов разнообразны и их алгоритмы и принципы решения существенно различаются. Назовем некоторые задачи.

Первая задача. Цель баланса может заключаться в определении генерации и нагрузки для ОЭС в целом. Для ее решения требуется общесистемный прогноз генерации (P_G) и нагрузки (P_N). На его основе намечаются планы купли/продажи для субъектов рынка.

Вторая задача. Может быть баланс, в котором отражаются транспорт электроэнергии и потери (ΔP). Здесь требуется схема замещения сети и нагрузок в узлах сети.

Третья задача. Может быть отдельный баланс по потерям.

Четвертая задача. Определение индивидуальных адресных трасс.

Ниже приведены записи этих балансов:

$$\sum_{jt} P_{jt} = \sum_{it} P_{it},$$

$$\sum_{jt} (P_{jt} - \Delta P_{jt}) = \sum_{it} (P_{it} + \Delta P_{it}),$$

$$\Delta P_{jt} = \Delta P_{jt \text{ ОЭС}} + \Delta P_{jt \text{ РЭС}},$$

$$\Delta P_{it} = \Delta P_{it \text{ ОЭС}} + \Delta P_{it \text{ РЭС}},$$

$$\sum_t (P_{jt} - P_{it}) = 0.$$

Модели расчета цены при расчете энергетических балансов. Приведем три модели.

Модель 1. По средней цене покупок и продаж (рис. 3.1)



Рис. 3.1. Структурная схема баланса мощности. Модель 1

Баланс $\sum P_j = \sum P_i + \Delta P$ при критерии максимума прибыли $\Pi \Rightarrow \max$ и ограничениях $P_{j \min} \leq P_j \leq P_{j \max}$, $P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}$ при соблюдении прочих условий расчета.

Модель 2. По маржинальной цене покупок и средней цене продаж

Сохраняется схема рис. 3.1, но изменяются ограничения по генераторным узлам с использованием маржинальной очередности.

Модель 3. По адресному принципу (рис. 3.2)

Баланс мощности $\sum P_j = \sum P_i + \sum \Delta P_{jk} + \sum \Delta P_{ik} + \sum \Delta P_i$ и баланс электроэнергии $\sum \mathcal{E}_j = \sum \mathcal{E}_i + \sum \Delta \mathcal{E}_{jk} + \sum \Delta \mathcal{E}_i$ при соблюдении прочих условий расчета.

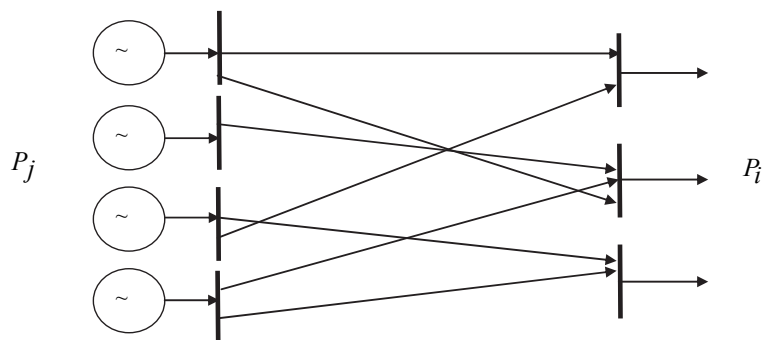


Рис. 3.2. Пример структурной схемы адресного баланса мощности

В общем случае баланс мощности с учетом узлов и связей систем mij имеет вид $P_{ОЭС} = \sum (P_{РЭС_{mij}} + P_{ЕЭС} + P_{пр})$, где m – самобалансирующиеся системы; i – дефицитные; j – избыточные. Из составляющих баланса видно, что содержание трасс может различаться.

§ 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ

Рассмотрим этот вопрос на примере расчета баланса выработки электроэнергии по ОЭС Сибири (табл. 3.1, рис. 3.3 и 3.4) в условных ценах потокораспределения. ОЭС Сибири – очень крупный электроэнергетический объект: большая площадь территории; значительное количество взаимосвязанных субъектов рынка ОЭС Сибири; высокая доля производства электроэнергии на ГЭС (около 50 %); слабые электрические связи между субъектами рынка; общая дефицитность рынка ОЭС Сибири.

Таблица 3.1

Выработка и потребление электроэнергии региональными системами ОЭС Сибири, млн кВт · ч

Энергосистема	Выработка	Потребление	Дефицит/избыток
2003 г.			
Омская	6,65	9,58	–2,93
Новосибирская	12,25	13,24	–0,99



Окончание табл. 3.1

Энергосистема	Выработка	Потребление	Дефицит/избыток
Алтайская	5,54	10,39	–4,85
Томская	2,07	5,97	–3,9
Кузбасская	25,61	32,52	–6,91
Красноярская	41,06	38,65	2,41
Хакасская	24,73	11,54	13,19
Иркутская	52,42	51,06	1,36
Бурятская	3,49	4,76	–1,27
Тывинская	0,03	0,69	–0,66
Читинская	6,47	6,62	–0,15
ОЭС Сибири	180,32	185,01	–4,69
2004 г.			
Омская	6,38	9,78	–3,4
Новосибирская	11,63	13,44	–1,81
Алтайская	5,39	10,27	–4,88
Томская	2,27	6,35	–4,08
Кузбасская	23,53	33,16	–9,63
Красноярская	42,16	39	3,16
Хакасская	26,29	12,08	14,21
Иркутская	54,86	51,9	2,96
Бурятская	3,62	4,79	–1,17
Тывинская	0,03	0,67	–0,64
Читинская	5,77	6,64	–0,87
ОЭС Сибири	181,93	188,08	–6,15
2006 г.			
Омская	6,35	10,31	–3,96
Новосибирская	12,91	14,22	–1,31
Алтайская	5,41	10,43	–5,02
Томская	2,42	6,88	–4,46
Кузбасская	25,62	35,3	–9,68
Красноярская	43,97	40,13	3,84
Хакасская	27,84	13,09	14,75
Иркутская	58,09	53,53	4,56
Бурятская	4,04	4,95	–0,91
Тывинская	0,05	0,68	–0,63
Читинская	5,94	6,73	–0,79
ОЭС Сибири	192,65	196,25	–3,6
Итого дефицитных систем			9
Итого избыточных систем			3

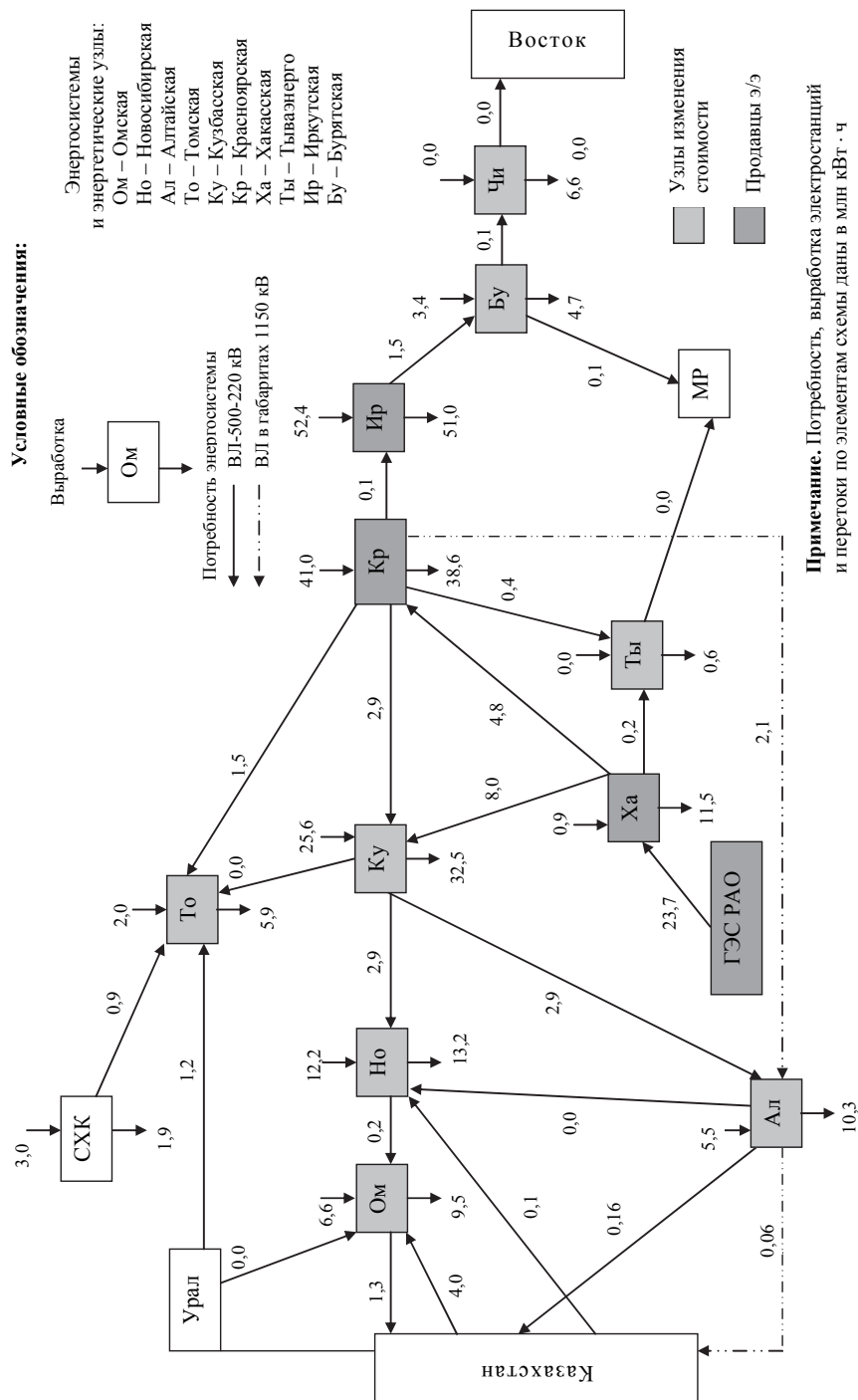


Рис. 3.3. Модель ценовых сигналов для ОЭС Сибири в 2003 г.

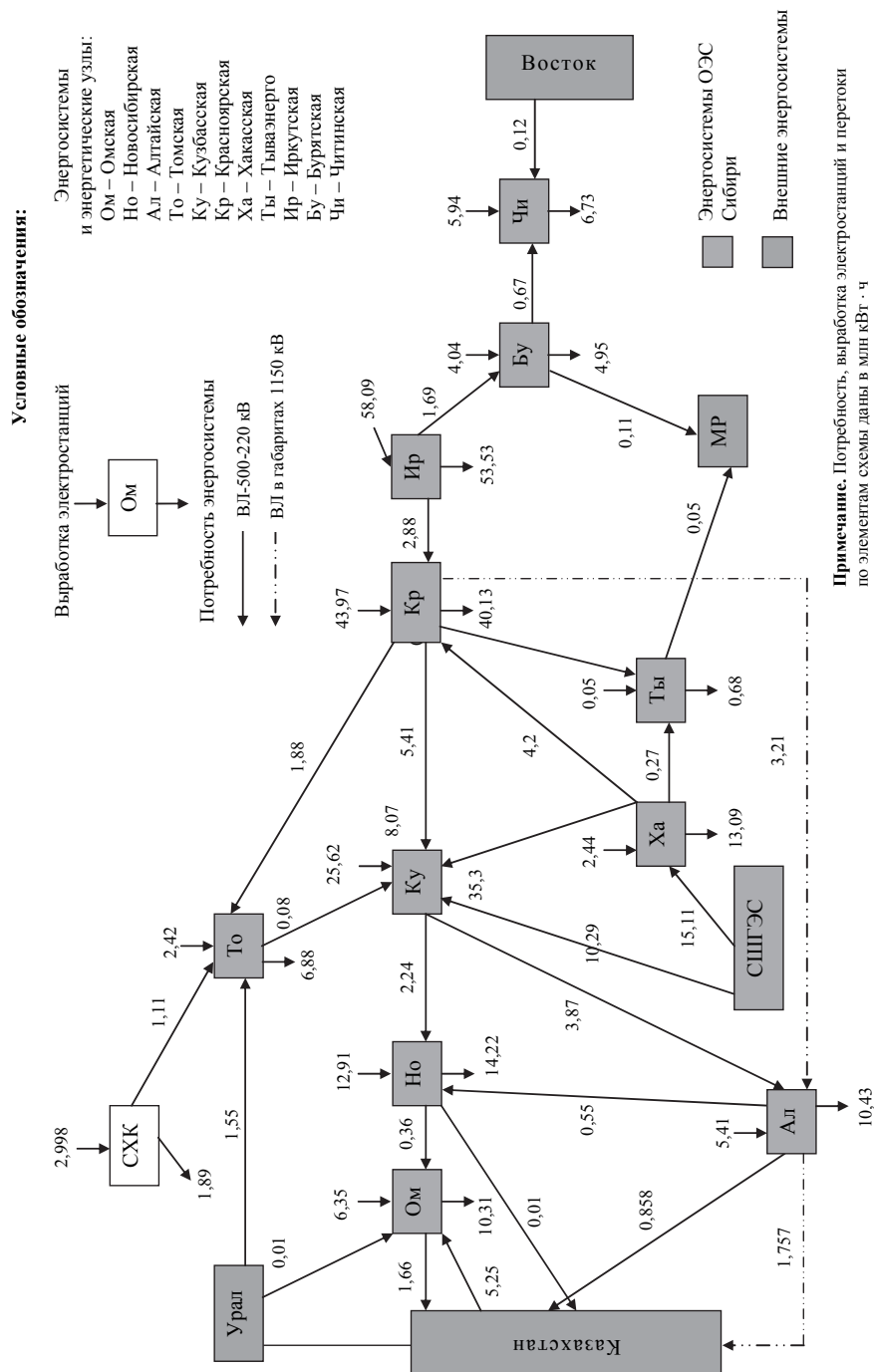


Рис. 3.4. Годовой баланс электроэнергии ОЭС Сибири в 2006 г.

Из рис. 3.4 и 3.5 видно, что при различных режимах системы направления трасс межсистемных перетоков могут изменять свое направление. Таким образом, в зависимости от энергетических балансов как отдельных РЭС, так и ОЭС в целом могут быть предложены различные адресные решения формирования затрат предприятий энергетики.

Модель энергетического баланса

Создадим структурную модель, которая связывает между собой сетевые расчеты режимов ОЭС Сибири, энергетические балансы и товарно-денежные отношения на рынке. Модель наглядно представляет взаимоотношения энергосистем-продавцов, энергосистем-покупателей и транзитеров электроэнергии на рынке ОЭС Сибири (рис. 3.5). Модель – это основа содержания расчетов, методики и алгоритма решения задачи.

Модель энергетического баланса на электроэнергетическом рынке ОЭС	Принятая методика расчетов – ценовые сигналы
	Экономическая модель по критерию максимума прибыли
	Вид энергетического баланса, его составляющие
	Технологическая модель, производственная модель, критерии, ограничения
	Методика и алгоритм расчета с определением всех составляющих энергетических балансов мощности и выработки электроэнергии
	Информационные технологии

Рис. 3.5. Структурная модель энергетического баланса

Методика расчета дифференцированных цен на электроэнергию предполагает наличие качественного мониторинга рынка по периодам времени, в рамках которых проводится расчет (сутки, неделя, месяц, год). Только своевременное выявление изменений связей между энергосистемами, объемов продаж, направлений переда-



чи электроэнергии на рынке позволит формировать адекватные действительности рыночные цены, отражающие эти изменения. Таким образом, цены на электроэнергию должны постоянно корректироваться и адаптироваться в соответствии со складывающейся ситуацией на рынке ОЭС Сибири.

Приведем пример изменения энергетических балансов и трасс потоков электроэнергии для годовых балансов ОЭС Сибири (рис. 3.6, *а*, *б*). По данным ОЭС Сибири приведены факторы и их оценки для зимнего и летнего дня 2013 г. (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Факторы адресных оценок для ОЭС Сибири

Фактор	Зима	Лето
Максимальная мощность, МВт	28 283	21 164
Минимальная мощность, МВт	24 223	18 268
Электроэнергия, МВт · ч	640 189	473 478
Сальдо-переток в час максимума / максимальный, МВт	909 / 1549	283 / 1353
Сальдо-переток в час минимума / минимальный, МВт	542 / 65	–212 / 31
Нагрузка ТЭЦ в час максимума / максимальная, МВт	14 219 / 14 294	7935 / 8036
Нагрузка ТЭЦ в час минимума / минимальная, МВт	13 419 / 13 491	7509 / 7509
Нагрузка ГЭС в час максимума / максимальная, МВт	13 155 / 13 155	12 948 / 12 948
Нагрузка ГЭС в час минимума / минимальная, МВт	10 191 / 10 189	10 973 / 10 973

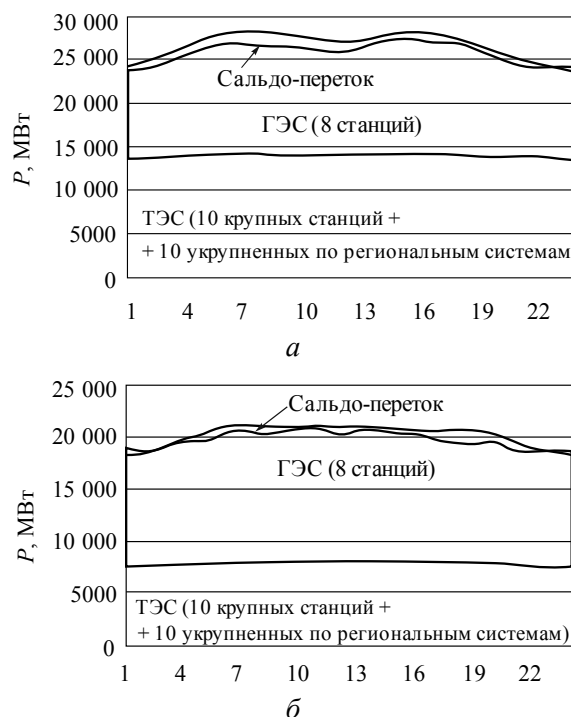


Рис. 3.6. Баланс ОЭС Сибири:

a – для зимнего периода; $б$ – для летнего периода

На рис. 3.7, 3.8 и 3.9 приведены примеры балансов для Новосибирской энергосистемы без применения адресных расчетов и с их применением. Из приведенного примера видно, что при составлении энергетических балансов эффективность адресных оценок параметров режима резко возрастает, так как баланс по энергосистеме изменился с дефицитного на профицитный.

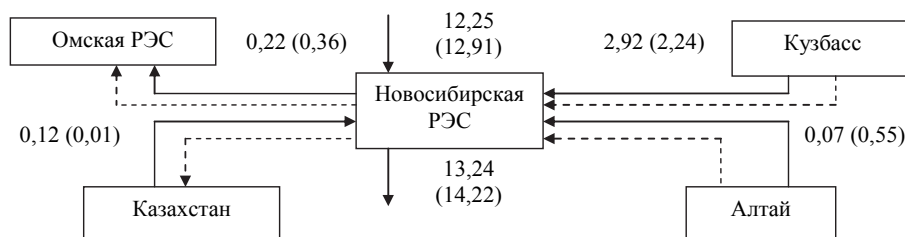


Рис. 3.7. Участие Новосибирской энергосистемы в балансах ОЭС Сибири, млн кВт · ч

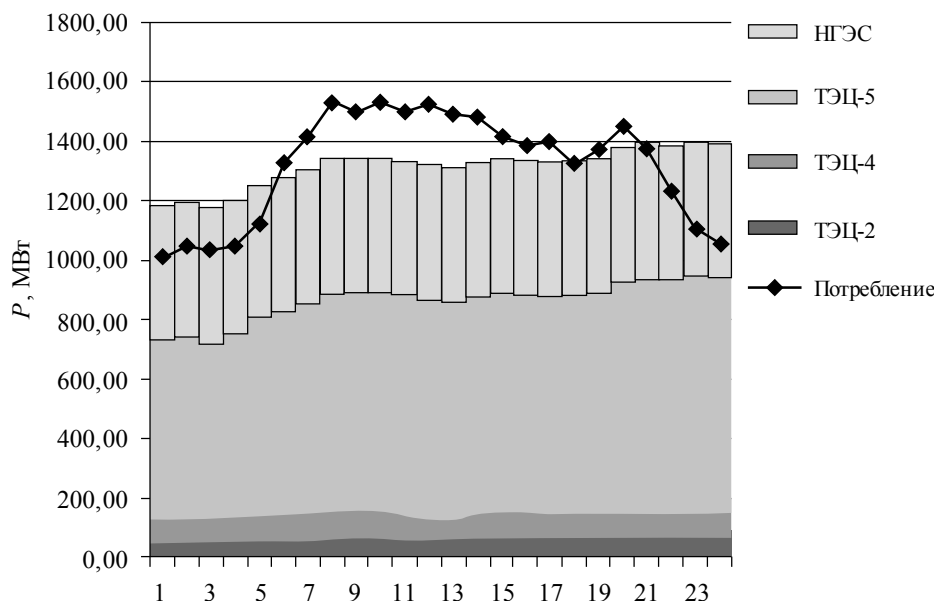


Рис. 3.8. Энергетический баланс Новосибирской энергосистемы без применения адресных оценок по методике, принятой на практике

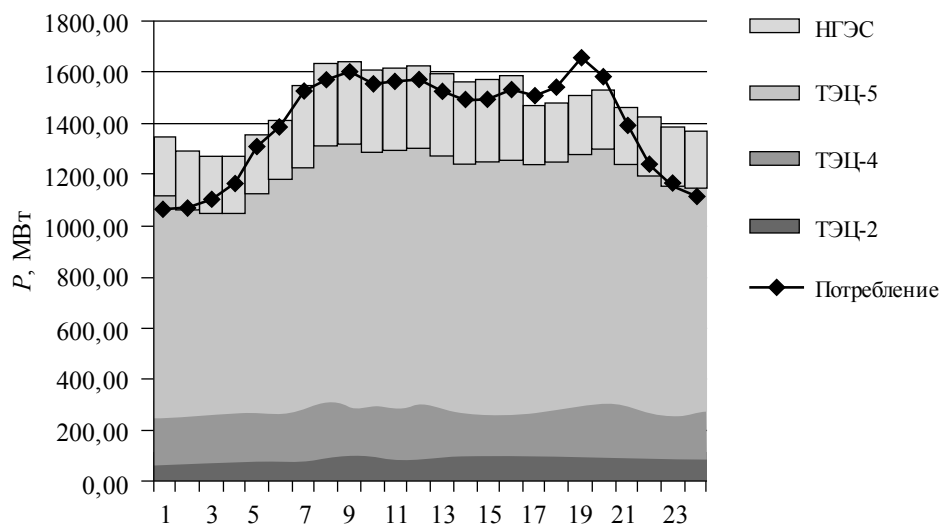


Рис. 3.9. Энергетический баланс Новосибирской энергосистемы с применением адресных оценок

Новосибирская ГЭС работает по вынужденному режиму, ТЭЦ работают по тепловому графику – это тоже вынужденный режим. Но даже в этих условиях балансы и трассы различаются.

§ 4. СОВМЕСТНАЯ РАБОТА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В БАЛАНСАХ МОЩНОСТИ ОЭС

Особенно значительны для адресных оценок режимы ГЭС. Они влияют на трассы и их экономичность. На режим ГЭС влияют режимы ее использования в ЭЭС. Чтобы говорить об этом, нужны материалы по режимам энергосистем и гидроэнергетике [6, 9, 10, 15, 17]. Очень кратко они рассмотрены ниже.

Совместная работа нескольких гидроэлектростанций в системе. Наиболее сложна та система, в которой имеется несколько гидроэлектростанций с различными водохранилищами, от суточного до многолетнего регулирования стока.

Совместная работа станций зависит от многих факторов. В их числе степень регулирования стока, установленные мощности, каскадное расположение с гидравлическими связями между станциями, одиночное расположение ГЭС на различных водотоках, характеристики оборудования и др. Расчеты по совместной работе сложные.

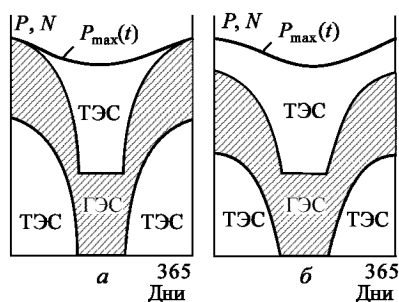


Рис. 3.10. Режим ГЭС при годовом регулировании стока водохранилищем:

a – маловодный год; *б* – многоводный

Гидроэнергетические возможности. Режим ГЭС зависит от ее водных ресурсов (бытовой приточности и объема водохранилища).

Для ГЭС с сезонным и годовым регулированием в зависимости от водных ресурсов изменяется ее выработка на величину $\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ в различные периоды года (рис. 3.10, *a*) и в годы различной водности (рис. 3.10, *б*).

Гидроэлектростанция с водохранилищем годичного регу-



лирования чаще всего имеет сезонную мощность, и потому у нее есть избытки установленной мощности, что создает благоприятные условия для использования ее мощности в качестве резервов системы. Если мощность ГЭС достаточно велика по отношению к мощности энергосистемы, то она может выполнять функцию нагрузочного резерва системы. Исключением будет лишь период работы ГЭС во время паводков. Если при этом ГЭС обладает достаточно большим полезным объемом водохранилища, то на ней может быть размещена часть аварийного резерва системы. Во время паводков аварийная резервная мощность ГЭС включается в рабочую, и резерв несет ГЭС.

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

Установка на ГЭС годичного регулирования ремонтного резерва системы, как правило, оказывается экономически неоправданной, поскольку резерв требует дополнительного объема водохранилища. Но дублирующая мощность (сезонная) может одновременно служить станционным аварийным и ремонтным резервом для самой ГЭС, что позволит несколько уменьшить общий резерв энергетической системы.

Обычно проявляется влияние стока с заблаговременностью от месяца до нескольких суток в периоды паводка.

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

При многолетнем регулировании стока в маловодные годы используются запасы воды, накопленные в водохранилище за счет избытков стока многоводных лет, и тем самым обеспечивается наиболее полное использование водных ресурсов. Благодаря этому ГЭС, работающая с многолетним регулированием, имеет воз-

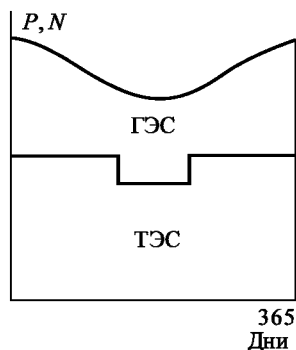


Рис. 3.11. Годовой режим работы ГЭС многолетнего регулирования

возможность выравнивать выработку электроэнергии по отдельным годам независимо от их водности (рис. 3.11).

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

щая годовое регулирование. Годовой баланс мощности энергосистемы (без учета размещения резервов и ремонта) будет при этом выглядеть примерно так, как он показан на рис. 3.11. Если же многоводный год наступает при сработанном многолетнем объеме водохранилища, то избыточный (против расчетной обеспеченности) приток должен в первую очередь идти на заполнение водохранилища, а не на увеличение (сверх обеспеченной) мощности ГЭС.

Энергоэкономическая эффективность ГЭС многолетнего регулирования будет в разные годы различной. Чем больше заполнено водохранилище, тем при прочих равных условиях меньше, очевидно, будет среднегодовой расход, необходимый для обеспечения гарантированной мощности ГЭС, и тем большая часть зарегулированного расхода может быть использована для повышения экономичности режима энергосистемы. Все это приводит к тому, что даже при статическом уровне развития системы баланс ее мощности не может быть одинаковым для каждого отдельно взятого года.

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

Наиболее простым случаем работы ГЭС в каскаде становится тот, когда весь каскад работает на одну систему.



§ 5. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЦЕНЫ ГИДРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

В основе образования цены находятся издержки производства продукта. Для гидростанции они включают себестоимость производства электроэнергии на ГЭС ($C_{ГЭС}$), себестоимость передачи (транспорта) электроэнергии в ОЭС ($C_{ЛЭП}$) и себестоимость организации и функционирования электроэнергетической системы ОЭС ($C_{ОЭС}$), т. е. себестоимость гидроэнергии

$$C_{ЭГЭС} = C_{ГЭС} + C_{ЛЭП} + C_{ОЭС}.$$

Каждая из этих величин имеет условно-постоянные затраты ($C_{уп}$), которые не связаны с режимами, переменные ($C_{пер}$), связанные с режимами, коммерческие надбавки ($C_{ком}$) и прочие ($C_{пр}$), т. е.

$$\begin{aligned} C_{ЭГЭС} = & C_{ГЭС}(C_{упГЭС}; C_{перГЭС}; C_{комГЭС}; C_{прГЭС}) + \\ & + C_{ЛЭП}(C_{упЛЭП}; C_{перЛЭП}; C_{комЛЭП}; C_{прЛЭП}) + \\ & + C_{ОЭС}(C_{упОЭС}; C_{перОЭС}; C_{комОЭС}; C_{прОЭС}). \end{aligned}$$

Рассмотрим только составляющую $C_{перГЭС}$, которая не учитывается в себестоимости (затратах) ГЭС. Цена электроэнергии ГЭС не соответствует ее полной себестоимости. Известно, что на воду (сток) для ГЭС в России нет цен. На потребительском рынке за воду цена есть, а на электроэнергетическом ее нет. Это давняя проблема, но пока она не решена.

Себестоимость производства электроэнергии на ГЭС

$$C_{ГЭС} = C_{упГЭС} + C_{комГЭС} + C_{прГЭС},$$

и в ней нет переменных затрат, зависящих от использования энергоресурса. При таком представлении разные ГЭС имеют мало различающуюся себестоимость. При коммерческих отключениях это принципиально неверно. Необходимо учитывать и различие в энергоемкости воды (стока) от напора, и эффективность использования энергии ГЭС в системе, и дальность транспорта энергии и др.

Остановимся на вопросе определения себестоимости эффективности ГЭС ($C_{\text{эфГЭС}}$). Известно, что единица стока (расхода (Q) воды) имеет разную энергетическую ценность. Не будем забывать, что напор (H) – это энергия стока [9]. Если учесть, что $\Delta Q \rightarrow \Delta H \rightarrow \Delta \mathcal{E} \rightarrow C_{\text{перГЭС}}$, то себестоимость электроэнергии $C_{\text{ГЭС}} = C_{\text{упГЭС}} + C_{\text{комГЭС}} + C_{\text{прГЭС}} + C_{\text{эфГЭС}}$.

Использование гидроэнергии в ЭЭС дает большой экономический эффект, и в период интенсивного развития гидроэнергетики была разработана методика оценки топливной эффективности ГЭС [9]. Энергия ГЭС частично используется в региональной системе, а частично в ОЭС, и ее ценность – это топливные ресурсы или полные затраты. Тогда $\Delta \mathcal{E}_{\text{ОЭС}} \rightarrow \Delta B \rightarrow \Delta I$, в зависимости от передаваемой электроэнергии они будут $\sum \frac{\Delta B}{\Delta N_{\text{ГЭС}}}$, или по полным затра-

там $\sum \frac{\Delta I}{\Delta N_{\text{ГЭС}}}$. Эта оценка выполняется по относительным приростам $\frac{\Delta N}{\Delta H}$ и $\frac{\Delta N}{\Delta Q}$.

Аналогично можно получить и другие характеристики по влиянию ГЭС на издержки ЭЭС и по учету потерь мощности на передаче, в общем виде представляющие собой полином:

$$I_{\text{лэп}} = a_{\text{лэп}} + b_{\text{лэп}} N_{\text{ГЭС}} + c_{\text{лэп}} N_{\text{ГЭС}}^2.$$

По этим характеристикам можно получить характеристики относительных приростов и использовать их для разных гидростанций.

Тогда средневзвешенная поправка к ценам всех ГЭС будет

$$C_{\text{ГЭСср}} = \frac{\sum C_{\text{ГЭС}i} N_{\text{ГЭС}i}}{\sum N_{\text{ГЭС}i}}.$$

Эта величина учитывается при продаже и отражает ее зависимость в среднем от цены покупки, с учетом затрат ОЭС.



Зависимость от напора и эффективности использования ГЭС в региональной системе выражается относительным приростом расхода топлива и величиной потерь мощности от передачи мощности ГЭС. Относительные показатели $\frac{\Delta N_{\text{ГЭС}}}{\Delta H_{\text{ГЭС}}}$, $\frac{\Delta I_{\text{ЭЭС}}}{\Delta N_{\text{ГЭС}}}$, $\frac{\Delta P_{\text{ЛЭП}}}{N_{\text{ГЭС}}}$ могут

быть противоречивы. Так, для станций ОЭС Сибири ряд эффективности по напору: Саяно-Шушенская ГЭС (напор 200 м), Красноярская ГЭС (напор 100 м), Новосибирская ГЭС (напор 20 м). По показателю эффективности использования станций в системе: Красноярская ГЭС (она вытесняет неэкономичные мощности ТЭС), Саяно-Шушенская ГЭС (она превалирует в системе), Новосибирская ГЭС (она работает в базовой части ГН и не влияет на переменный режим ТЭС). Приведенный пример – условный. В таких случаях разрабатывается специальная методика с весовыми показателями и заявленная цена может определяться как

$$\Pi \left(k_1 \frac{\Delta N_{\text{ГЭС}}}{\Delta H_{\text{ГЭС}}}, k_2 \frac{\Delta N_{\text{ГЭС}}}{\Delta I_{\text{ЭЭС}}}, k_3 \frac{\Delta P_{\text{ЛЭП}}}{\Delta N_{\text{ГЭС}}} \right).$$

Приведем пример расчета цен для ГЭС ОЭС Сибири в условных ценах. На рынке ОЭС Сибири продавцы электроэнергии – Хакасская, Красноярская и Иркутская энергосистемы, в составе которых имеются крупные гидроэлектростанции. Основные производители электроэнергии – это три гидроэлектростанции: Саяно-Шушенская (Хакасская энергосистема), Красноярская (Красноярская энергосистема) и Братская (Иркутская энергосистема). Так как технические характеристики и возможности электростанций различны, в основу расчетов положен принцип зависимости цены продажи электроэнергии от напора станции. От напора ГЭС зависит объем производства электроэнергии (чем больше напор, тем больше количество производимой энергии) и ее себестоимость (чем больше напор, тем ниже себестоимость производства электроэнергии), а следовательно, должна быть однозначная связь и с ценой продажи продукции $\Pi(H)$.

Средняя цена продажи электроэнергии всех станций

$$\Pi_{\text{ср}} = \Pi / H_{\text{ср}},$$

где Π – принятая цена продажи электроэнергии на рынке ОЭС Сибири, равная 20...25 коп/кВт · ч; $H_{\text{ср}}$ – средний напор станций, м,

$H_{\text{ср}} = (H_1 + H_2 + H_3)/3$, где H_1 – напор Саяно-Шушенской ГЭС, м;
 H_2 – напор Красноярской ГЭС, м; H_3 – напор Братской ГЭС, м.

Цена электроэнергии, определяемая в зависимости от напора ГЭС, будет различной (табл. 3.3) по отношению к среднему напору $\Pi_{\text{С-Ш}} = \Pi_{\text{ср}}/H_1$ [коп/кВт · ч], $\Pi_{\text{Кр}} = \Pi_{\text{ср}}/H_2$ [коп/кВт · ч], $\Pi_{\text{Бр}} = \Pi_{\text{ср}}/H_3$ [коп/кВт · ч].

В табл. 3.3 показано, что реальная цена продажи электроэнергии, произведенной на Красноярской ГЭС, выше цены электроэнергии, произведенной на Саяно-Шушенской ГЭС, почти в два раза.

Таблица 3.3

**Средние и дифференцированные цены продажи электроэнергии
в зависимости от напоров ГЭС**

Показатели	Саяно-Шушенская	Красноярская	Братская
Расчетный напор ГЭС, м	194	93	100
Средний напор $H_{\text{ср}}$, м	129		
Действующая цена на рынке Π_1 , коп/кВт · ч	20		
Средняя цена на рынке $\Pi_{\text{ср}}^1$, коп/кВт · ч	15,5		
Дифференцированные цены ГЭС в зависимости от $\Pi_{\text{ср}}^1$, коп/кВт · ч	7,99	16,67	15,5
Действующая цена на рынке Π_2 , коп/кВт · ч	25		
Средняя цена на рынке $\Pi_{\text{ср}}^2$, коп/кВт · ч	19,37		
Дифференцированные цены ГЭС в зависимости от $\Pi_{\text{ср}}^2$, коп/кВт · ч	9,98	20,83	19,37

Расчет цены передачи электроэнергии. Ценообразование в области передачи электроэнергии также основано на принципе усреднения цен транспортных услуг. Будем считать, что средняя цена передачи электроэнергии по ЛЭП 500 кВ равна 20 коп/кВт · ч, по



ЛЭП 220 кВ – 10 коп/кВт · ч и зависит только от эксплуатационных затрат и затрат на возмещение потерь электроэнергии в сетях. Соотношение сетей на рынке ОЭС Сибири следующее: ЛЭП 500 кВ составляют примерно 70 %, ЛЭП 220 кВ – 30 %.

Цена передачи электроэнергии зависит от дальности передачи (содержание сетей, возмещение технологических и коммерческих потерь). При этом

$$S_{\text{ЛЭП}i} = \Pi_{\text{ср}} (L_i / 100),$$

где $\Pi_{\text{ср}}$ – средняя цена передачи электроэнергии по ЛЭП 500 кВ, равная 20 коп/кВт · ч; L_i – протяженность ЛЭП i -й энергосистемы, км.

Для расчетов выбрано три направления передачи электроэнергии: от Братской ГЭС до Улан-Удэ, от Красноярской ГЭС до Кемерово, от Саяно-Шушенской ГЭС до г. Кызыла (Алтай) с учетом транзитов по сетям соседних энергосистем (табл. 3.4).

Таблица 3.4

**Дифференцированные цены на передачу электроэнергии
в зависимости от дальности передачи, коп/кВтч**

Направление передачи	$\Pi_{\text{ср}}$, коп/кВт · ч	$L_{\text{ЛЭП}}$, км	$\Pi_{\text{пер}}$, коп/кВт · ч
Братская ГЭС – Улан-Удэ	20	537,6	107,52
Красноярская ГЭС – Кемерово		613,2	122,64
Саяно-Шушенская ГЭС – Кызыл		257	51,4

В соответствии с этим цена передачи электроэнергии по указанным направлениям: $\Pi_1 = L_1 S_{\text{ЛЭП}1}$, $\Pi_2 = L_2 S_{\text{ЛЭП}2}$, $\Pi_3 = L_3 S_{\text{ЛЭП}3}$ [коп/кВт · ч], где L_1 – расстояние от Братской ГЭС до Улан-Удэ, км; L_2 – расстояние от Красноярской ГЭС до Кемерово, км; L_3 – расстояние от Саяно-Шушенской ГЭС до Кызыла, км; $S_{\text{ЛЭП}i}$ – сетевой тариф, коп/кВт · ч/100 км. Эта величина влияет на цену продажи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетические балансы ЭЭС определяют базовый режим, для которого рассчитываются трассы. Они существенно зависят от функций электростанций. Без адресных расчетов невозможно определять связи предприятий-покупателей и предприятий-продавцов. Эти связи изменчивы и при планировании содержат существенную неопределенность. Для их расчета необходимо создать специальную компьютерную систему.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Запишите уравнения балансов мощности и электроэнергии в общем виде.
2. Как связаны энергетические балансы с трассами потоков мощности и электроэнергии?
3. Какие балансы используются при коммерческих расчетах мощности, или электроэнергии?
4. Какие адресные задачи могут решаться по балансам мощности и какая информация при этом используется?
5. Что такое модель электроэнергетического рынка, какие факторы учитываются при ее разработке?
6. Прокомментируйте результаты потокораспределения, показанные на примере рис. 3.3 и 3.4. Как можно определить адресные трассы?
7. Какие особенности энергетических балансов имеются в гидротепловых системах?
8. Как можно рассчитать цену продажи электроэнергии при адресном распределении потоков в ОЭС Сибири?
9. Что влияет на неопределенность энергетических балансов и как это влияет на адресные расчеты?
10. Дайте общую картину использования энергетических балансов для адресных расчетов.

? Как часто должен оптимизироваться баланс мощности ЭЭС в течение года?

Глава 4

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В АДРЕСНЫХ ЗАДАЧАХ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Сетевые расчеты используются во многих задачах энергетики. За многие годы выработаны принципы, методы и алгоритмы этих расчетов. Для адресных задач разработок недостаточно. В настоящей главе излагаются некоторые результаты, которые полезны в развитии сетевых расчетов, и показана возможность их дальнейшего использования (раздел 2). В сетевых расчетах главной трудностью является трассировка, а именно трассы нужны для адресных оценок.

При разработке схемы сети необходимо учитывать вид деятельности предприятий: технологический (Т), производственно-хозяйственный (ПХ), экономический (Э) и коммерческий (К), так как схемы сети могут существенно различаться. Для задач технологических в большинстве случаев используются балансы мощности, которые позволяют определить параметры потокораспределения и токораспределения, а также параметры, влияющие на загрузку электрических сетей [4].

Для производственно-хозяйственной деятельности предприятий нужны балансы электроэнергии, для этого рассматриваются интервалы от суток до нескольких лет. Здесь параметры схемы замещения и методы эквивалентирования сети принципиально отличаются от параметров в балансах мощности. Для коммерческих задач непременно учитываются состав субъектов рынка и время планирования отношений купли/продажи. Можно сказать, что



адресных задач по всем видам деятельности Т, ПХ, Э и К очень много, и имеется множество нюансов разработки схем сети. Если их не учитывать, то можно получить неверные решения.

Основные этапы разработки методики сетевых расчетов:

- 1) выбор параметров режима сети для определенной задачи и с учетом времени, класса напряжения, передачи активной и реактивной мощности, ограничений по пропускной способности ВЛ и др.;
- 2) сохранение и введение новых элементов в схему по составу значимых параметров для адресных результатов;
- 3) разработка принципов эквивалентирования схемы сети и параметров ее схемы замещения;
- 4) разработка методики расчетов нормальных режимов;
- 5) внесение изменений в уравнения расчета установившегося режима.

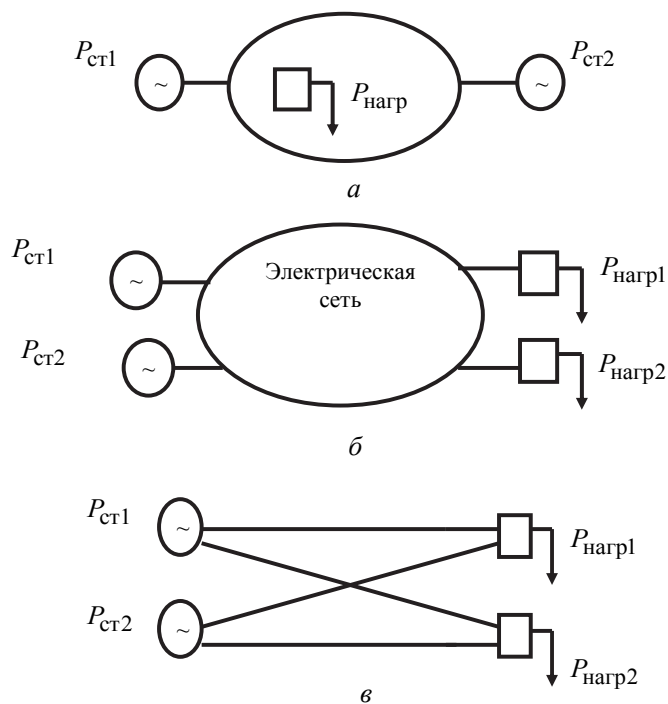


Рис. 4.1. Представление электроэнергетической системы концентрированной нагрузкой (а), индивидуальной нагрузкой (б) и транспортной моделью (в)



В дальнейшем остановимся на этих позициях. Сразу необходимо отметить, что однозначных рекомендаций мы не предлагаем, поскольку они зависят от человека – конструктора схемы и требуется специальная методика расчетов.

Структурные модели сетевых объектов при адресных расчетах режима сети. Структурных моделей может быть много, их определяет конструктор. Генераторные узлы, нагрузочные узлы имеют также разнообразную структуру. Приведем примеры структурных схем и одно из возможных смысловых толкований (рис. 4.1).

На рис. 4.1, *а* генераторный и нагрузочный узлы эквивалентированы и трассы зависят только от электрической сети. На рис. 4.1, *б* генераторный и нагрузочный узлы дезагрегированы в два узла и трассы зависят от количества узлов и электрической сети. На рис. 4.1, *в* трассы зависят от того, какой метод определения режима применяется. Условно показано, что применялся метод линейного программирования (транспортная модель), при использовании другого метода, например градиентного, были бы получены другие трассы. Из этого простого примера видно, что имеется много факторов, влияющих на трассы.

§ 2. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ УЗЛОВ ХОЗЯЙСТВЕННО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СЕТИ

Структурная схема представляется эквивалентной схемой замещения.

Схема системы и величины сопротивлений изменяются в зависимости от периода функционирования (месяц или год). Конструирование расчетной схемы производится не только с учетом обычных принципов эквивалентирования электрических сетей, но и с учетом требований и ограничений других видов деятельности (экономической, коммерческой).

Одним из вариантов является эквивалентирование по потерям электроэнергии, когда используются характеристики суммарных потерь мощности $\Delta P(P)$ за период T или энергии $\Delta \mathcal{E}(\mathcal{E})$. Выбор метода их получения зависит от конструктора расчетной схемы:



либо это эвристическое волевое решение, либо с предварительными расчетами. Тогда

$$R_{\text{экв}} = \frac{\Delta \mathfrak{E}}{\mathfrak{E}^2} k,$$

где $k = U^2 t \cos^2 \varphi = \text{const}$.

Основной метод эквивалентирования – это использование статистики или расчетных данных активного эксперимента. Электрический эквивалент характеристики ГК или генераторного узла представляется в виде характеристики $R(P)$.

Потери мощности в сети определяются стандартно по формуле

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R.$$

Влиянием реактивной мощности часто можно пренебречь при задании $U_{\text{ном}}$. Тогда

$$R = \frac{\Delta P U^2}{P^2}.$$

Если, например, характеристика ТЭС $B(P)$ задается полиномом второй степени, то и характеристика потерь имеет такую же форму. Отсюда

$$R = \frac{(a_0 + a_1 P + a_2 P^2) U^2}{P^2},$$

и характеристика $R(P)$ нелинейная.

§ 3. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

Известно, что имеется много методов определения потерь электроэнергии. Все они основаны на потерях мощности, которые рассчитываются на определенном интервале времени. Все методы – приближенные. Если метод выбран неверно, то это приведет к неправильным трассам.



При расчетах нормального режима определяются потери мощности. Методика этих расчетов традиционна и хорошо разработана [4]. Для оценок потерь электроэнергии потери мощности обобщаются. При обобщении четко определяются условия: объект (все предприятие, зоны электроснабжения, подстанции, линии), период (час, сутки, месяц, год) и др.

Информация для обобщения может быть получена при выполнении вычислительного эксперимента – активного и пассивного. *Пассивный эксперимент* заключается в использовании статистики за обоснованный период ретроспекции. Статистика обобщается на основе методов статистического анализа. *Активный эксперимент* – это специальные расчеты для получения представительной информации.

Остановимся на математическом аппарате обобщения информации. Поскольку получить достаточно полную информацию о потоках электроэнергии по всем элементам сети в течение всего расчетного периода (месяц, год) невозможно, в условиях эксплуатации используют оценочные методы расчета, позволяющие определить потери энергии с некоторой погрешностью. В их основе лежит совокупность математических и алгоритмических приемов, позволяющих упростить расчет или заменить реальный процесс изменения нагрузок элементов сети расчетным «характерным» режимом. Вид «характерного» режима зависит от целей расчета. Для предельных возможностей техники это один вид, для средней оценки потерь – другой.

Вероятностные методы

Широкое использование теории вероятностей при расчетах потерь энергии объясняется тем, что параметры режима электрической сети, в первую очередь нагрузки узлов, зависят от факторов, многие из которых имеют случайный характер (температура окружающего воздуха, количество подключенных электроприемников и т. п.). Вследствие этого процесс изменения нагрузки является совокупностью реализаций случайного процесса и не обладает свойствами стационарности и эргодичности, т. е. это сложный стохастический процесс.

Вероятностные методы применяются при исследовании задачи. В эксплуатационной практике они в полном виде пока не нашли применения. Объясняется это отсутствием достоверных законов распределения вероятностей случайных величин. Вместе с тем

нельзя создавать модель расчета потерь электроэнергии и мощности без учета вероятностных факторов. Вероятностные принципы в определенной мере необходимо использовать при прогнозировании потерь.

Регрессионный анализ

Методы статистического анализа используются при прогнозировании, при обобщении ретроспективной и расчетной информации. Остановимся на содержании регрессионного анализа.

В регрессионном анализе рассматривается связь между одной переменной, называемой зависимой переменной или функцией отклика, и одной или несколькими другими переменными, называемыми независимыми переменными или воздействующими факторами. Эта связь представляется в виде математической модели, задаваемой некоторым аналитическим выражением, – уравнением регрессии.

Иными словами, существует некоторая зависимость между случайными величинами X и Y , которую математически можно выразить так:

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

где $M(Y/x)$ – условное математическое ожидание Y при фиксированном значении x .

Так как при вычислении Y фиксируется определенное значение x , то эта величина уже не случайная. Уравнение $y = f(x)$ и есть уравнение регрессии. В качестве примечания можно отметить, что уравнение множественной регрессии в общем виде выглядит следующим образом:

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

Выборочным уравнением регрессии Y на X называется уравнение:

$$\overline{y_x} := f^\circ(x),$$

где $f^\circ(x)$ – выборочная регрессия Y на X . График этой линии называется выборочной линией регрессии Y на X .



Подбор уравнения регрессии – это специальная процедура регрессионного анализа [14].

Надо сказать, что регрессионный анализ широко применяется по двум причинам:

- описание зависимости между переменными помогает установить наличие возможной причинной связи;
- с помощью уравнения регрессии можно предсказывать значения зависимой переменной по значениям независимых переменных.

Регрессионный анализ потерь электроэнергии стал, пожалуй, наиболее распространенным методом из группы вероятностно-статистических методов. Он давно применяется в практике. Имеются уравнения регрессии, связывающие затраты с техническими параметрами ЛЭП или потери с классом напряжения сети. Известны зависимости потерь с потоками мощностей через сети и т. д. Этот подход особенно продуктивен, когда имеется физическая связь между рассматриваемыми параметрами, например, связи «потери мощности – активная мощность сети», «потери мощности – активная и реактивная мощность», «потери от транзита мощности – величина транзита» и др.

Приведем пример. Можно попытаться установить регрессионную зависимость между потерями энергии в распределительной сети и числом подключенных трансформаторных пунктов. Первоначально нужно определить, какие распределительные сети будут использоваться для получения статистических данных (скажем, сети, имеющие 100, 200 и 300 трансформаторных пунктов). Очевидно, что потери в сети могут иметь разное значение при одном и том же числе трансформаторов. Поэтому сетей с одинаковым числом трансформаторных пунктов должно быть несколько, и они по возможности должны представлять все различные типы потребления энергии. Пусть y_i – потери энергии в сети с номером i ; n_i – число трансформаторов в сети с номером i , тогда пары точек (n_i, y_i) будут служить исходными данными для определения регрессионной связи

$$y := b_0 + b_1 n + b_2 n^2 + \dots + b_m n^m.$$



Чем более высокий показатель степени будет использован в уравнении регрессии, тем, как правило, более точное решение можно получить. Рассмотренный пример касается простейшего случая – регрессионной зависимости от одного фактора. Аналогичный подход может быть применен для исследования регрессионной зависимости от двух и более факторов.

Представляется, что возможно дальнейшее развитие этого подхода.

Модель временного ряда

При использовании временных рядов процесс исследуется в зависимости от времени. Наблюдение за процессами, меняющимися во времени, дает временной ряд $Y(t_1), Y(t_2), Y(t_3), \dots, Y(t_n)$. Временной ряд чаще всего представляется в виде трех составляющих:

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

Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид

$$Y(t) = T_t + S_t + U_t.$$

Достоверность модели зависит от правильного выбора периода ретроспекции. В эксплуатационных условиях настоящего времени период ретроспекции меняется от месяца до года. Модель проверяется по статистическим критериям, в том числе по среднеквадратичной погрешности. Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонентов модели и др. Увеличение интервала наблюдений не всегда сопровождается повышением точности, поскольку данные стареют. Слишком короткий ряд может неправильно характеризовать процесс. Подбор функций ряда должен проверяться по погрешностям. Необходимо выбирать наиболее точные функции. Выбирается функция тренда, число значимых гармоник для сезонной составляющей, подбирается по возможности и модель случайной составляющей.



Прогноз на момент времени $(t + \Delta t)$ определяется как

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

Выделение составляющих временного ряда. Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса. При выделении тренда производится сглаживание ряда с помощью усреднения данных на нескольких интервалах времени. Если рассматривается годовой период, то, например, суточные данные можно усреднять на месячных интервалах. Если рассматривается многолетний период, то можно усреднять данные по годам. Усреднение позволяет оценить основную тенденцию процесса. Функция тренда подбирается с помощью полиномиальной регрессии. Коэффициенты регрессии подбираются с использованием метода наименьших квадратов. Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

После выделения тренда остатки имеют вид

$$V_t = S_t + U_t.$$

Из остатков выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить с использованием ряда Фурье, т. е. синусоидальными и косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая

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

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

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки U_t , которые характеризуют стационарный случайный процесс и в общем случае складываются из колебаний, поддающихся описанию, I_t , и случайных ε_t , которые не поддаются описанию. Компонент I_t может рассматриваться как авторегрессия

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

Погрешности прогноза

Прогноз – это применение модели для неизвестного будущего. Если модель правильно отражает будущее, то погрешности примерно равны погрешностям модели. Если будущее отличается от прошлого, то погрешности возрастают. Оценить точность прогноза временного ряда можно, применяя инверсную верификацию – экстраполяцию назад. В этом случае определенное число данных последнего периода наблюдений исключается из подбора модели. Затем, составляя прогноз с использованием модели и сравнивая его с данными этого периода, определяют погрешность. Но действительная погрешность определяется при использовании модели в реальных условиях. Оцениваются абсолютные погрешности

$$\Delta Y = Y(t)_{\text{факт}} - Y(t)_{\text{прогн}}$$

и среднеквадратичные

$$\sigma = \frac{1}{n} \sqrt{(y_i - y_{\text{факт},i})^2},$$

где $Y_{i\text{факт}}$, Y_i – фактическое и прогнозируемое значение величины; n – число точек сравнения. Если погрешности выше допустимых для практических расчетов, то модель недостоверна. Модель временного ряда должна систематически уточняться по мере накопления новых данных.

Оценка потерь электроэнергии

Для анализа потерь электроэнергии большую роль играют следующие вопросы, которые задаются конструктором.

- Какой вид потерь электроэнергии требуется в задаче?
- Какой метод применять при переходе от потерь мощности к потерям электроэнергии?
- Как получить достаточно представительную информацию?
- Какой математический аппарат будет использован?

Возможны различные способы перехода от потерь мощности к потерям электроэнергии.

Часто потери рассчитывают по τ_{max} . Этот способ повсеместно используется в проектных задачах. Основная погрешность этих



расчетов связана с тем, что величина $\tau_{\max}$ – время максимальных потерь не известна и может быть задана приближенно. Если известна характеристика продолжительности нагрузок в течение рассматриваемого периода (месяца, квартала, года) $P(t)$, где t – интервал дискретности представления нагрузок, то по ней можно рассчитать характеристику потерь и определить величину $\tau_{\max}$. Это требует качественной исходной информации по нагрузкам для рассматриваемых периодов. В ряде работ показано, что погрешности расчетов доходят до 25 % [3, 6, 10].

Потери часто рассчитываются по средней нагрузке за определенный период:

$$\Delta\mathcal{E} = P_{\text{ср}} t,$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность; t – время периода расчетов.

Поскольку потери нелинейно зависят от нагрузки, и этот метод дает погрешность тем большую, чем больше отклонение нагрузок от средней. Применять его можно, также проведя соответствующее обоснование.

Используется также расчет по типовым суткам:

$$\Delta\mathcal{E} = \sum \Delta\mathcal{E}_i n,$$

где $\Delta\mathcal{E}_i$ – потери энергии в типовые сутки; n – число суток за рассматриваемый период. Понятие «типовые сутки» уже говорит о том, что метод приближенный. Применяются специальные регрессионные модели.

Совершенно очевидно, что результаты расчетов зависят от метода. Но в технических задачах, особенно при проектировании, эти методы могут давать приемлемые результаты. В литературе имеются данные о том, что расчеты с погрешностями 5...10 % для технических задач допустимы. Они также допустимы в других случаях. Особым случаем являются коммерческие задачи, для которых необходимо обосновывать правомерность модели расчетов и оценивать погрешности расчета. Виды потерь электроэнергии показаны на рис. 4.2.



Рис. 4.2. Виды потерь электроэнергии

Технические потери учитываются достаточно полно по измерительным приборам. Эти потери могут быть также рассчитаны на основе известных законов электротехники, поскольку все их составляющие имеют математические описания и алгоритмы расчета. Расход электроэнергии на потери, обусловленные погрешностями учета, также может быть рассчитан. Коммерческие потери учитываются по счетам от реализации электроэнергии и дебиторской задолженности потребителей. Это вызывает большие трудности, так как счета оплачиваются в различное время – в течение нескольких дней, недель и даже месяцев, а часть вообще не оплачивается.

Для коммерческих потерь задается некоторый минимум, когда их не учитывают. Такой минимум существует: например, в США и Франции считается экономически нецелесообразным искать конкретные места хищений, если их объем не превышает 1...1,5 % от потребления энергии физическими лицами, поскольку затраты на поиск хищений в этом случае превышают стоимость найденной электроэнергии. Если включить в тариф разумную часть

коммерческих потерь, он будет ниже, чем затраты на их искоренение. В странах с низким уровнем жизни населения в тариф необходимо включать более высокую величину коммерческих потерь, так как в процесс хищений вовлечен гораздо больший круг лиц. Поэтому надо четко понимать, о каких потерях идет речь, и разрабатывать методику внесения поправок, если необходимо учитывать все потери.

§ 4. ПРИМЕРЫ АДРЕСНЫХ СХЕМ СЕТИ

Приведем примеры адресных задач как иллюстрацию их разнообразия.

1. Адресное распределение потоков мощности и потерь между узлами нагрузки и генераторными узлами (рис. 4.3).



Рис. 4.3. Схема адресного распределения для узлов генерации

Узлами нагрузки могут быть сетевые компании, зоны и другие единицы. Частным случаем является схема с одним узлом генерации или с одним узлом нагрузки в зоне электроснабжения.

2. Распределение потоков транзитной мощности и потерь между группой сетевых компаний.

Каждое сетевое предприятие представляется в виде концентрированного узла нагрузки и генерации (рис. 4.4), и определяются доли от транзитной передачи и от обменных мощностей между СК.

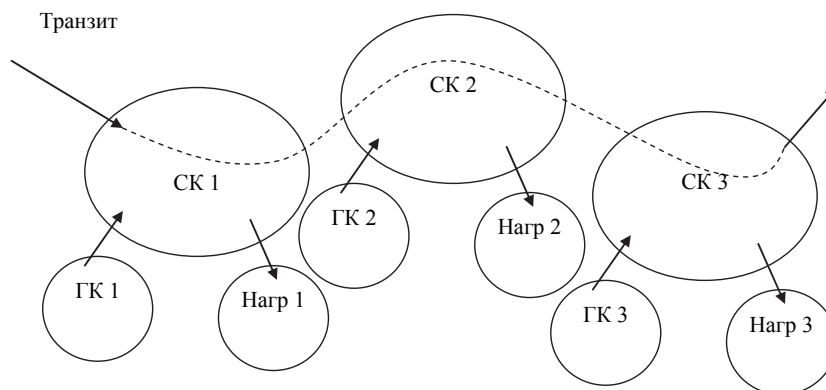


Рис. 4.4. Схема адресного транзита мощности для группы СК

Расчетная схема соответствует основному потоку мощности и промежуточным отборам (рис. 4.5).

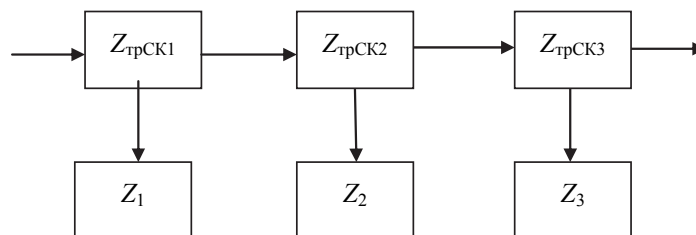


Рис. 4.5. Пример параметров схемы замещения для рис. 4.4

3. Распределение потоков и потерь мощности в зонах одной СК, отличающихся параметрами по напряжению (U) (рис. 4.6).

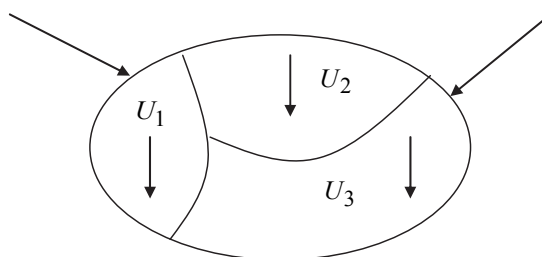


Рис. 4.6. Схемы адресного распределения в границах СК



4. Транспорт электроэнергии по распределительным сетям СК (рис. 4.7).

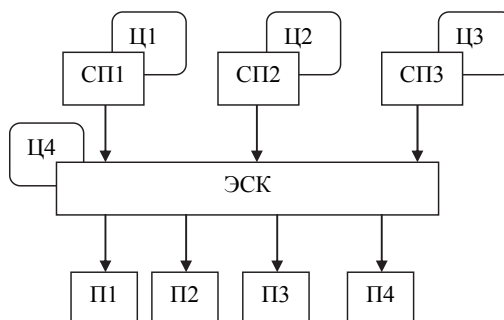


Рис. 4.7. Схема коммерческой задачи транспорта электроэнергии

В структурной схеме сети учитывается звено электроснабжающей компании. Оно является перепродавцом для потребителей, и, хотя это не отражается на электрической схеме, но изменяет цены на транспорт.

§ 5. ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЕЕ РЕЖИМОВ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ

Параметрами сети в схеме ее замещения являются сопротивления и проводимости (Z , R , X , Y). При учете фактора времени обобщению подлежат все эти данные. При этом эквивалентировать схемы на всем интервале времени нельзя и приходится выбирать такие временные интервалы, для которых схема не изменяется. Тогда возникает задача: обобщить данные о параметрах режима и по ним определить параметры схемы замещения сети. Наилучшим индикатором будут потери электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_t \{Z_i(t), Y_i(t)\}$. При этом можно решить задачу создания специальной схемы. Мы назовем ее гипотетической сетью. В последующих примерах показана методика получения гипотетической сети. В ее схеме имеется связанность режимных и сетевых параметров.

Зоны электроснабжения в ЭЭС. В общем случае для ЭЭС может быть множество вариантов схем сетей, которые зависят от количества РЭС ($k = 1, 2, \dots, m$) и от количества зон электроснабжения внутри РЭС ($n = 1, 2, \dots, b$). Внутри каждой зоны могут быть узлы ($i = 1, 2, \dots, l$) и ($j = 1, 2, \dots, f$), со связями между зонами ($d = 1, 2, \dots, n$) и между узлами ($ij = 1, 2, \dots, p$). Следовательно, число возможных вариантов определяется произведением количества этих параметров $k \cdot n \cdot i \cdot j \cdot d \cdot ij$. Обычно в реальной сети связей меньше, например, за счет отсутствия части связей ij . Состояния связей задаются в интерактивном режиме, как исходные условия расчетов.

На рис. 4.8 схематично показаны связи для одной зоны региональной энергосистемы (РЭС). Зон электроснабжения $n = 3$. В каждой зоне имеются узлы (i) и (j), причем есть связи между зонами (d) и между узлами в каждой зоне (ij), для всех связей нужны электрические параметры (табл. 4.1).

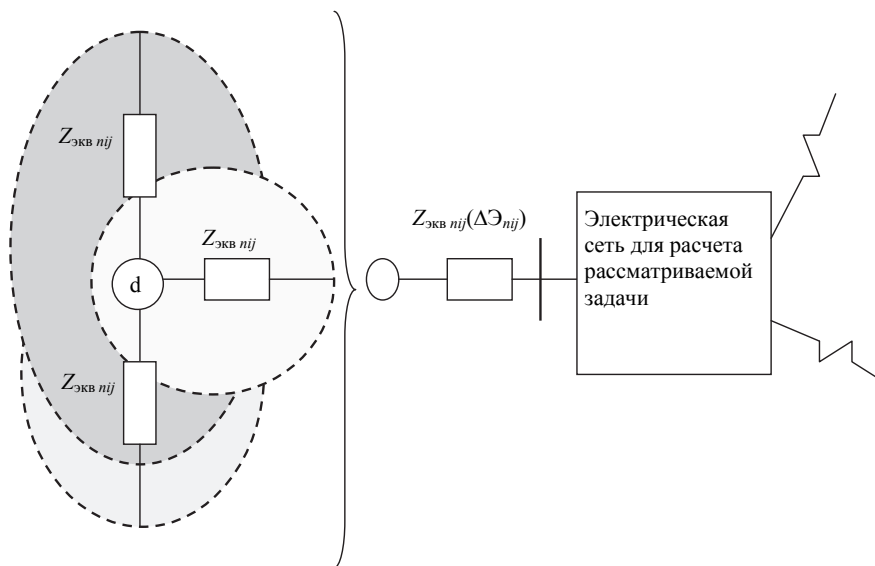


Рис. 4.8. Иллюстрация электрической сети для задачи расчета потоков электрической энергии в различных ЭЭС



Таблица 4.1

**Структурные единицы системы, учитываемые при разработке
расчетной схемы электрических сетей**

Наименование системы	Структурные единицы	Границы системы и ее структурных единиц	Условия расчета нормального режима системы
Техническая система	Электрические станции, подстанции, зоны электроснабжения	Территориальные, по классу напряжения, по назначению сетей	Для характерных условий рассматриваемой задачи
Хозяйственная система	Система и хозяйственные единицы ее предприятий	В границах хозяйственной деятельности предприятий	Расчет нормального режима и распределения энергии для рассматриваемой экономической задачи для периода времени $T_0 \leq T \leq T_1$
Коммерческая система	Структурные единицы, ведущие товарооборот	Внутренние и внешние границы товарообмена	Адресные расчеты токораспределения товарообмена для периода времени $T_{0a} \leq T_a \leq T_{1a}$
Общие выводы	Состав структурных единиц различен	Границы системы и структурных единиц различны	Время и алгоритмы расчетов различны

Конструирование схемы замещения с учетом процессов изменения параметров режимов во времени. В каждой зоне ω_i схема сети представляется в виде концентрированных узлов i , а схема замещения может иметь параметры сопротивлений Z_i и проводимостей Y_i . Возникает необходимость выбирать принцип концентрации узлов для ω_i .

В задачах, связанных с балансами электроэнергии, при концентрации необходимо учитывать не только параметры режима, но и их процессы во времени, влияющие на электроэнергию, — это интегральное представление режима за определенный пери-

од T . Периоды и процессы прогнозирования различаются для мощностей $P(t)$ и $Q(t)$ и напряжения $U(t)$, для изменения коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, схемы сети. Это вызывает большие трудности, почти непреодолимые. Кроме того, эти процессы связаны и надо учитывать их корреляцию.

Особую роль играют методы прогнозирования потерь электроэнергии, поскольку они могут быть основой получения интегральных оценок. Величина потерь электроэнергии за определенный отрезок времени

$$\Delta \mathcal{E}_t = \sum_t \frac{S_t^2}{U_t^2} R_t.$$

В этой формуле можно выделить три процесса: $\Phi_S = S_t(t)$, $\Phi_U = U_t(t)$, $\Phi_R = R_t(t)$. Поэтому сопротивление $R_t(t)$ – интегральное сопротивление. Комбинируя процессы Φ_S и Φ_U , будем иметь разные Φ_R .

Последовательный переход от потерь энергии к параметрам схемы замещения сети с концентрированными узлами осуществляется по принципу «черного ящика».

Можно использовать различные приемы приближенных оценок, которые часто вполне приемлемы для рассматриваемой задачи. Например, посредством эксперимента получать только

$R_t = \sum_t \frac{U_t^2}{P_t^2}$, считая, что $U = U_{\text{ном}}$, а Q и R связаны через постоянный коэффициент [11, 12].

Выбор периода времени. При получении интегральных оценок возникает непростой вопрос: за какое время производится обобщение параметров режима и каковы потери электроэнергии? Он может быть решен при использовании ретроспективных данных на основе их статистического анализа. Для годового периода имеются примерно десять характерных периодов: сезоны года (четыре), межсезонные (четыре), отопительные и неотопительные (четыре-шесть), ремонтные и др. В эти периоды изменяется энергетический



баланс и потери, что играет большую роль при разработке моделей прогнозирования [14].

Данные о режиме мощностей, электроэнергии, напряжениях можно получить различным способом. Для электростанций, крупных подстанций, ЛЭП они имеются в компьютерных системах этих объектов. Если данных недостаточно, то можно их найти по эксплуатационным замерам, например, в режимные дни. Но при этом необходимо иметь их комплексную совокупность. Такой подход использовался в [11] для расчета потерь электроэнергии.

Для расчетов можно использовать генератор псевдослучайных чисел типа Монте-Карло. В более простом случае могут использоваться эвристические схемы – опять мы подчеркиваем, что для трассировки это важный этап.

§ 6. ПРИМЕРЫ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ГИПОТЕТИЧЕСКИХ СХЕМ СЕТИ

Для того чтобы выделить типовые задачи и разработать модели и методы разнесения потерь электроэнергии в электрических сетях, рассмотрим ряд конкретных объектов с достаточно характерными свойствами.

Анализ и планирование потерь электроэнергии от обменных потоков энергии по ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения между узлами крупного сетевого предприятия.
*Объект: ФСК МЭС Центра («Федеральная сетевая компания»
Магистральные электрические сети Центра)*

В состав МЭС Центра входят восемь предприятий магистральных электросетей (ПМЭС): Валдайское, Верхне-Донское, Вологодское, Волго-Донское, Волго-Окское, Московское, Приокское и Черноземное, а также Центр подготовки персонала «Белый Раст».

Зона обслуживания предприятий охватывает территории Астраханской, Белгородской, Владимирской, Волгоградской, Воронежской, Ивановской, Калужской, Костромской, Курской, Липецкой,



Московской, Нижегородской, Орловской, Вологодской, Рязанской, Тамбовской, Тверской, Тульской и Ярославской областей.

Данный объект является электрической системой больших масштабов. В эквивалентной схеме замещения сети, которая используется для расчета нормальных режимов, число узлов в сумме составляет 78 (из них 15 генераторных). Имеется шесть классов напряжения.

Полная схема сети разрабатывалась по данным реального потокораспределения, полученным в режимные дни, и вычислительным данным. Данные включали по всем узлам сети часовые активные и реактивные мощности, напряжения, единое время замера. По ним рассчитывались потери мощности [11, 12].

Для разработки расчетной схемы проводилось эквивалентирование по потерям мощности и моделировалась гипотетическая сеть. В каждой зоне нагрузка эквивалентировалась в один узел. Узлами эквивалентирования являлись генераторные узлы. Гипотетическая сеть показана на рис. 4.9.

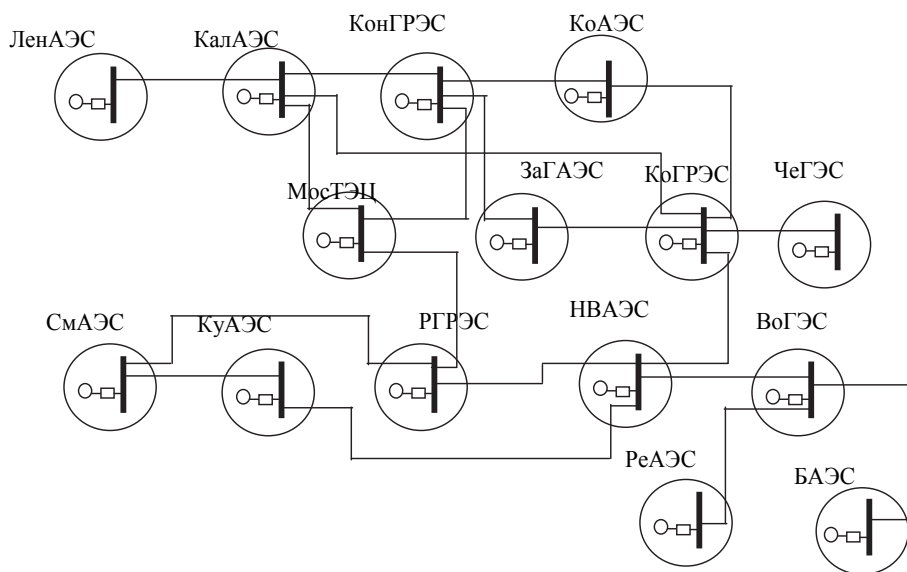


Рис. 4.9. Эквивалентная схема сети МЭС Центра с узлами в виде зон электроснабжения



Полученная модель позволяет решать следующие адресные задачи:

- определять адресное распределение потерь мощности по зонам электроснабжения и сети в целом;
- рассчитывать средние удельные потери по зоне для всех узлов нагрузки или при их адресном распределении между узлами нагрузки;
- определять адресные потери в линиях связи между зонами от обменных потоков мощности;
- разделять потери электроэнергии от потребления активной и реактивной мощности по адресным принципам;
- учитывать потери при наивыгоднейшем распределении нагрузки в системе;
- определять во всех перечисленных задачах стоимость потерь.

Если между узлами имеется обменная мощность, то используется схема, показанная на рис. 4.10.

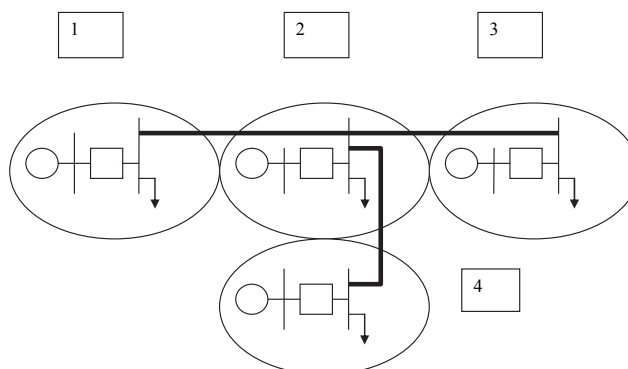


Рис. 4.10. Фрагмент гипотетической схемы

На рис. 4.11 показана зависимость потерь активной мощности в сетях МЭС Центра от активной мощности генераторных узлов. Характеристика рис. 4.11, *а* – линейная, 4.11, *б* – имеет вид поля точек, а 4.11, *в* – нелинейная с выпуклостью вниз. Отметим, что, поскольку эти характеристики получены по интегральным потерям энергии, они могут иметь разнообразный вид, который не соответствует классическим законам электротехники.

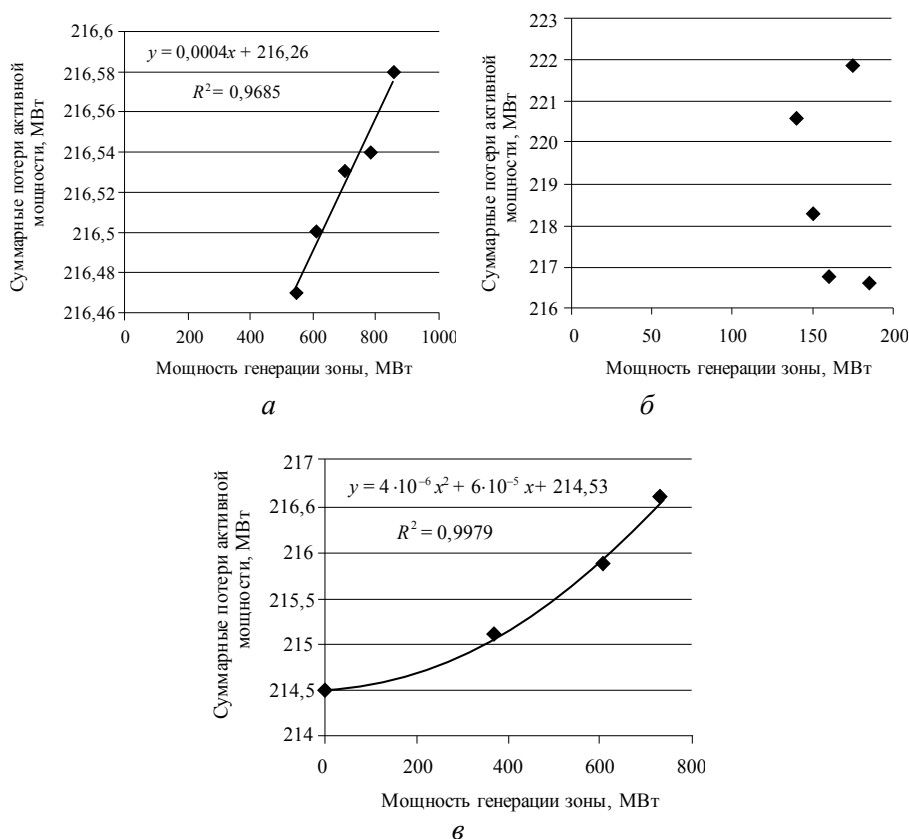


Рис. 4.11. Примеры зависимостей суммарных потерь активной мощности от генерирующей мощности зоны электроснабжения

Примечание. На характеристиках указаны уравнения регрессии: y – активные потери, x – активная мощность генераторного узла, R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Активный эксперимент для получения информации проводился по специальному алгоритму. Параметры режима включали активные и реактивные мощности, напряжения и др.

Создание гипотетических сетей с использованием энергетических балансов. Объект: энергосистема Республики Коми

Гипотетические схемы являются хорошим инструментарием для расчета электрических режимов для энергетических балансов. В [11, 12] приведен такой пример. В конструировании интеграль-

ной сети используются пять видов энергетических балансов и эквивалентные сопротивления. Эквивалентирование может выполняться для региона в целом или для его частей: а) территориальных зон; б) локальных зон; в) крупных городов; г) узлов потребления; д) тарифных групп (рис. 4.12).

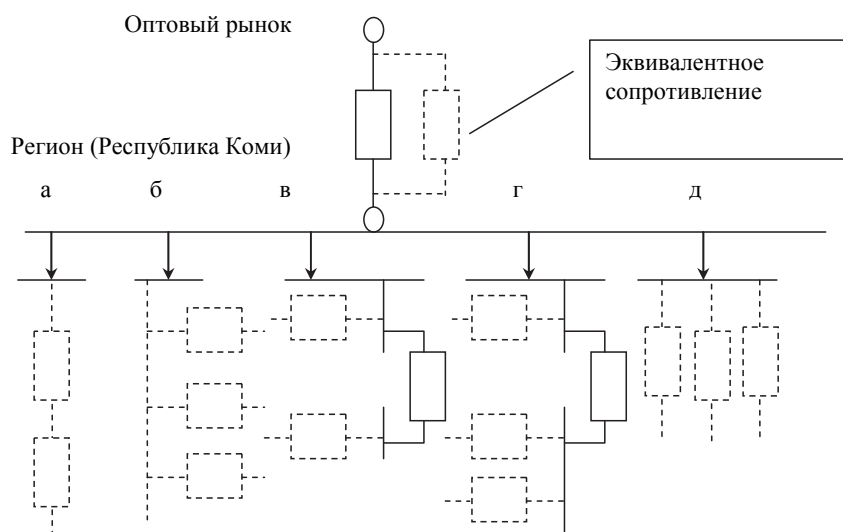


Рис. 4.12. Эквивалентные сопротивления при различных видах балансов

Для этих градаций балансов параметры схемы замещения электрической сети определены по потерям электроэнергии, и это позволяет рассчитывать потокораспределение и выделять трассы. Характерно, что имеется только один крупный генераторный узел, находящийся за пределами республики, и небольшие ТЭС с локальными зонами.

Конструирование электрической сети с целью выполнения перспективных расчетов. Объект: ОЭС Сибири (Объединенная энергосистема Сибири)

Приведем два расчета: для оперативной и перспективной задачи развития сетей [12].

Эквивалентирование структурных единиц сети в оперативной задаче проводилось по потерям для месячных мощностей в пределах их изменения. В перспективной задаче использовались потери



мощности для максимального режима с учетом изменения параметров режима в перспективе на 5 лет по прогнозам средних мощностей. В расчетах использовалась схема ОЭС Сибири.

Оперативное определение адресных потоков электроэнергии. ОЭС Сибири регулирует потоки электроэнергии на оптовом электроэнергетическом рынке при планировании суточных режимов и управлении ими. Чтобы вести адресные расчеты, необходимо создать расчетную схему сетей.

В ней есть общая часть для сложнзамкнутых сетей и потери электроэнергии делятся пропорционально адресным потокам в региональных системах. И есть радиальная индивидуальная часть, в которой поток электроэнергии и потери определяются потребляемой электроэнергией региональной системы.

В расчетах использовалась схема ОЭС, содержащая более 1000 узлов. В эквивалентной схеме число узлов уменьшилось на порядок. В ней выделены все части (узлы), которые учитываются в энергетических балансах.

Характеристики потерь мощности получены по моделям прогнозов для зон электроснабжения. Использовалась программа расчета распределения потоков и потерь мощности. В расчетах определялись интегральные активные сопротивления для схемы замещения сети (рис. 4.13), и по ним конструировалась схема (рис. 4.14).

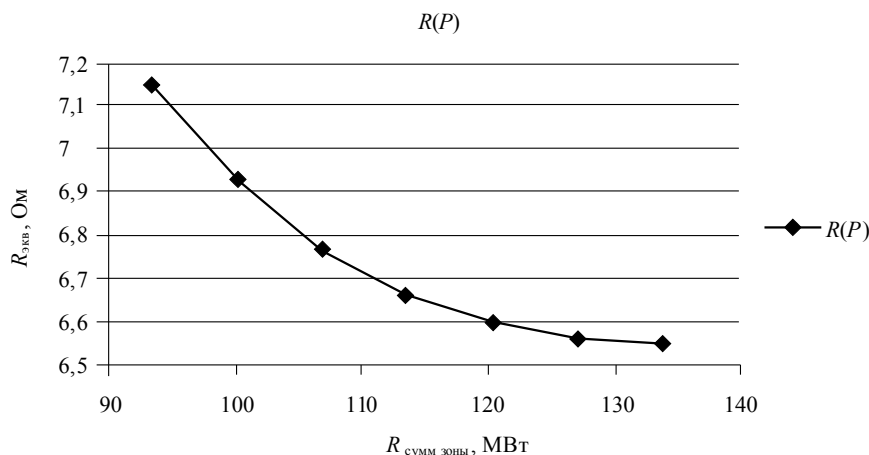


Рис. 4.13. Пример характеристики интегрального активного сопротивления для Тывинской энергосистемы (2013 г.)



Имеются две части в электрической схеме сети: часть, принадлежащая региональным системам, и другая – ОЭС. Они не объединяются, так как принадлежат разным хозяйственным субъектам. При этом их развитие определяют РЭС-потребители или РЭС-продавцы. Это отражается в инвестиционных и коммерческих проектах.

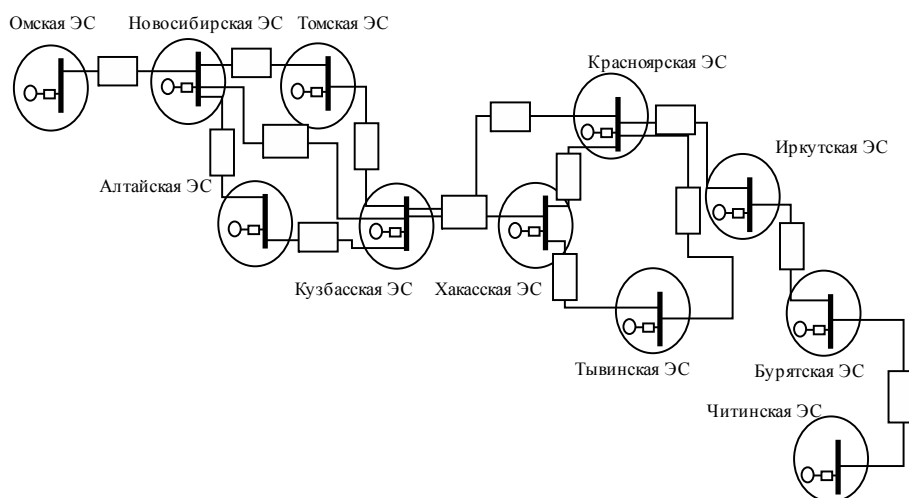


Рис. 4.14. Эквивалентная схема сети ОЭС Сибири с узлами в виде зон электроснабжения и параметрами схемы замещения в виде двух частей, соответствующих индивидуальным и общим целям развития сети

Составление гипотетической электрической схемы ОЭС Сибири при прогнозировании энергетического баланса на 10 лет. Исходным вариантом построения гипотетической схемы была реальная сеть на конец предыдущего периода времени в 5 лет, который отстоит на 10 лет от начального.

Для величин потерь мощности использовалась модель их прогнозирования по связанной временной схеме – 5, 10 лет. Они меняются от 3 до 11 %, по ОЭС до 4 % электропотребления. Кроме того, потери изменяются по годам примерно в 2–3 раза. Конструкция включала существующую и развивающуюся сети.

Расчеты показали, что всего требуется дополнительно примерно 10 линий электропередачи напряжением 220–500 кВ с пропускной способностью по направлениям от 20 до 7000 МВт.



Результаты расчетов по суммарным потерям в зоне с последующим получением электрического эквивалента энергосистемы представляются в виде характеристик $dP(P)$. Такие расчеты выполнены для всех энергосистем ОЭС Сибири [11, 12]. Эти выводы нельзя признать достоверными без оценки погрешностей конструкции сети и они значительны (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Пример погрешностей годовых прогнозов с перспективой на 5 лет, на 2013 г.

РЭС	Прогнозы электро- энергии, млн МВт · ч	Прогнозы мощности, тыс. МВт	Средние по модулю погрешности статистических моделей прогнозирования, %	
			Δ_{Σ}	Δ_P
Омская	11,3	1,3	1,20	6
Новосибирская	15,6	1,8	1,07	5
Алтайская	9,9	1,3	1,99	11
Кузбасская	37,8	4,3	1,27	2,9
Томская	8,5	1,0	1,59	6,2
Красноярская	41,7	4,7	1,31	12
Хакасская	17,6	2,0	3,88	2,9
Тывинская	0,7	0,08	1,42	1,8
Иркутская	55,8	6,4	1,49	14,2
Бурятская	5,1	0,6	1,24	2,4
Читинская	7,3	0,8	1,35	21,8
Диапазон, %, с округлением результатов	1...50	1...10	1...4	2...20



Методика перспективных расчетов развития электрических сетей еще полностью не определена. Но существующая сейчас методика имеет много недостатков и рассмотренные предложения могут быть полезны для ее развития.

§ 7. ОСОБЕННОСТИ СОЗДАНИЯ РАСЧЕТНЫХ СХЕМ СЕТИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТОВ И РАССМАТРИВАЕМЫХ ЗАДАЧ

Приведем упрощенные примеры, из которых виден процесс создания схемы сети.

Транзит мощности через сети региональной системы. В предложенном примере транзит мощности осуществляется через сети двух региональных систем и далее за их пределы, например за пределы ОЭС. В каждой региональной системе имеется отбор транзитной мощности, и транзит влияет на параметры внутренних сетей, что соответствует в определенной мере условиям ОЭС Сибири. Например, через сети Кузбасской ЭЭС осуществляется транзит от восточных региональных систем в дефицитные региональные системы (рис. 4.15).

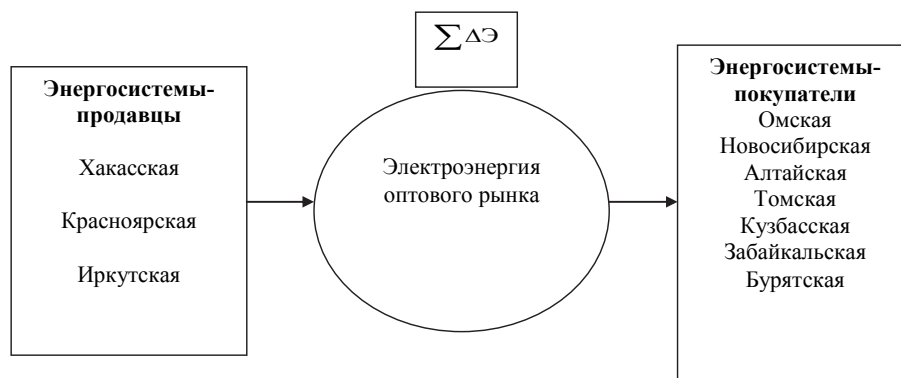


Рис. 4.15. Вид связей между ЭЭС при разработке схемы сети

Сети ОЭС – сложнзамкнутые, но имеются их части, которые связаны с отдельными региональными системами. Объекты 4...10 (покупатели) – транзитеры, и для них необходимо учитывать связи с промежуточными ЭЭС (рис. 4.16).

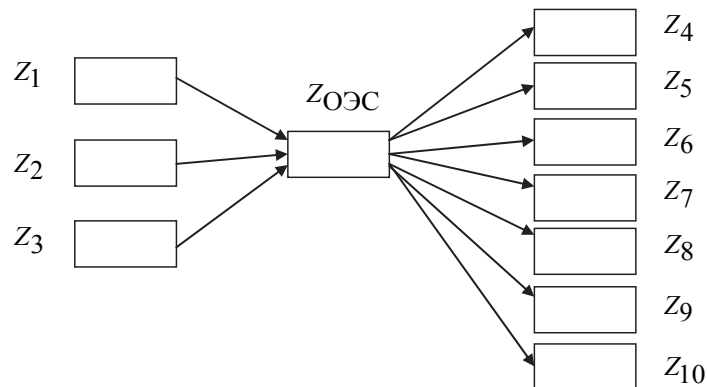


Рис. 4.16. Вид связей систем через сети ОЭС

Более детально рассмотрим связи Новосибирской системы с другими при транзите мощности (рис. 4.17).

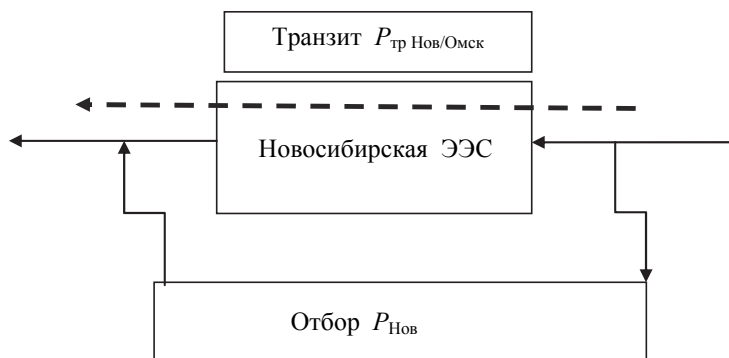


Рис. 4.17. Схема потоков мощности через Новосибирскую систему

В Новосибирской ЭЭС возникает режим, связанный с напряжениями в точках отбора, и появляются потери мощности в линиях транзитных сетей и в линиях сетей Новосибирской ЭЭС: $\Delta P_{\text{Омск}}$, $\Delta P_{\text{тр Нов/Омск}}$. В сетях ОЭС также меняется режим и появляются потери от транзита $\Delta P_{\text{Нов}}$, $\Delta P_{\text{тр ОЭС/Нов}}$.

Поскольку Омская ЭЭС осуществляет транзит в Казахстан ($z_{\text{тр Нов/Омск}}$), необходимо выделять сопротивление, определяемое этой транзитной мощностью (рис. 4.18 и 4.19).

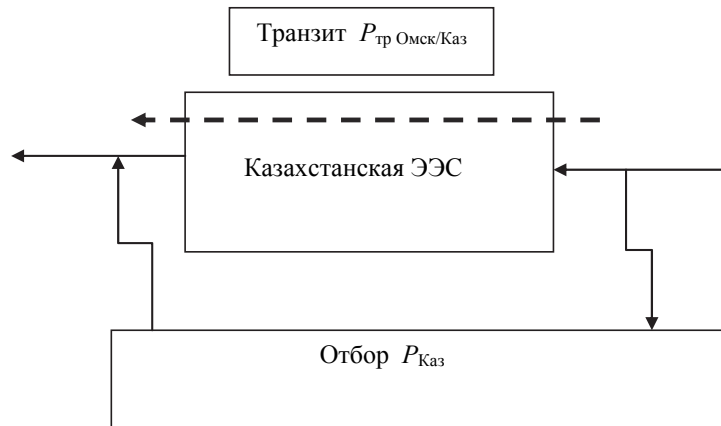


Рис. 4.18. Поток мощности через Новосибирскую систему при транзите мощности в Омскую систему

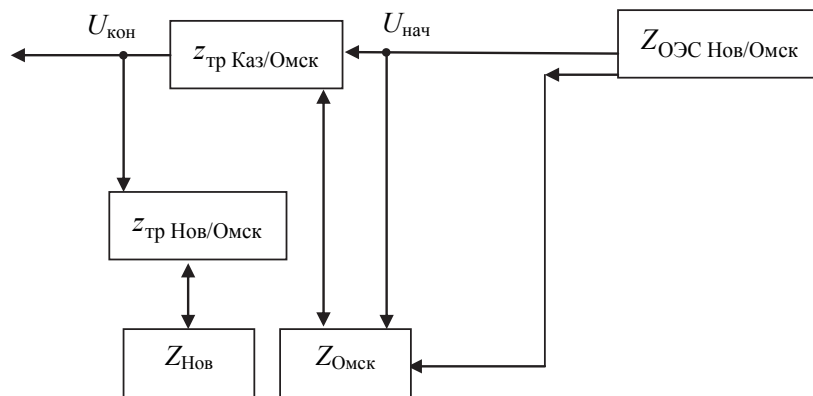


Рис. 4.19. Схема связи в сетях Омской системы с Казахстаном

Схема сети связана с энергетическим балансом, и в ней имеются блоки составляющих балансов. Необходимо иметь детальный энергетический баланс мощностей (электроэнергии) и для него конструировать схему сети с учетом адресных потоков. Для каждого узла требуются все параметры режима. На рис. 4.20 показаны все параметры режима для одного из узлов. Они могут быть получены из расчета нормального режима ЭЭС.

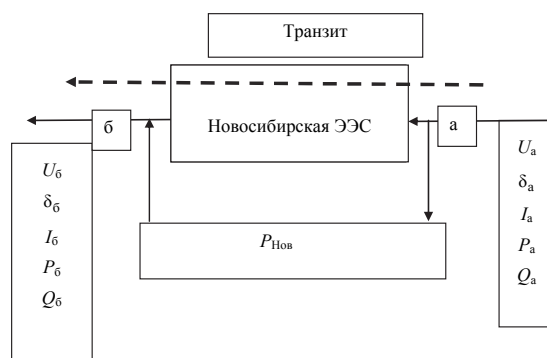


Рис. 4.20. Узел сети для отдельной системы

Важно отметить, что чаще всего используются допустимые энергетические балансы, а не оптимальные. Допустимых балансов может быть много, и они отличаются потерями. Предположим, что потери электроэнергии в них могут изменяться от 5 до 10 %, но эти изменения могут быть очень существенными для трасс и полностью изменить картину трассировки. Из практики известно, что вывод в ремонт даже одной линии сети может удвоить потери и влияет на ограничения режимов.

§ 8. АДРЕСНЫЕ РАСЧЕТЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ТРАНЗИТНЫХ ПОТОКОВ И ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

Для системообразующих сетей главное значение имеет разделение потерь электроэнергии между субъектами рынка. Суммарный переток вызывает потери мощности и энергии. Величина доли потерь от транзита мощности по сети для разных потребителей определяется как разность потерь в сети при наличии и отсутствии заданной транзитной мощности. Такой подход, как будет показано, соответствует в действительности лишь частному случаю перетоков.

Рассмотрим общий случай расчета потерь от транзитных потоков на простейшей схеме (рис. 4.21).

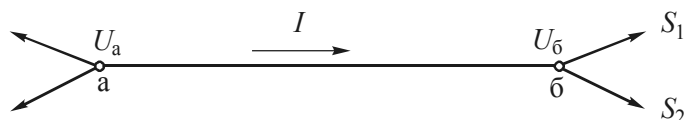


Рис. 4.21. Схема участка сети

Пусть по участку линии аб протекают мощности S_1 и S_2 , т. е. транзитные токи

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot U_6} = I_{1a} - jI_{1p}, \\ I_2 &= \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} \cdot U_6} = I_{2a} - jI_{2p}. \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

Потери мощности

$$\Delta P = 3 \left((I_{1a} + I_{2a})^2 + (I_{1p} + I_{2p})^2 \right) r. \quad (4.2)$$

Если бы мощность передавалась отдельно для каждой нагрузки S_1 и S_2 , то величина потерь

$$\Delta P' = 3I_1^2 r + 3I_2^2 r = \Delta P'_1 + \Delta P'_2. \quad (4.3)$$

Очевидно, что $\Delta P \neq \Delta P'$, т. е. использование линии для совместной передачи энергии разным потребителям приводит к взаимодействию их токов, в результате которого действительные потери мощности от передачи энергии в каждый узел нагрузки будут отличаться от (4.3).

Уравнение (4.2) перепишем в виде

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \operatorname{Re} \left(\Delta U_{ab} (\overline{I_1} + \overline{I_2}) \right) = \\ &= 3 \operatorname{Re} \Delta U_{ab} \overline{I_1} + 3 \operatorname{Re} \Delta U_{ab} \overline{I_2} = \Delta P_1 + \Delta P_2, \end{aligned} \quad (4.4)$$

где ΔU_{ab} – падение напряжения на участке линии при совместном протекании токов I_1 и I_2 ; ΔP_1 , ΔP_2 – составляющие потерь активной мощности, вызванные протеканием транзитных токов I_1 и I_2 .

Преобразовывая уравнение (4.4), получаем

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P_1 + \Delta P_2 = 3I_1^2 r \left(1 + \frac{I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_1^2} \right) + \\ &+ 3I_2^2 r \left(1 + \frac{I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_2^2} \right) = \alpha_1 \Delta P'_1 + \alpha_2 \Delta P'_2, \end{aligned} \quad (4.5)$$

где α_1 , α_2 – коэффициенты изменения потерь соответственно для первого и второго тока нагрузки при их совместном протекании по линии.

Из (4.5) следует, что составляющие потерь от протекания транзитных токов отличаются от потерь, вызванных каждым током в отдельности, в α_i раз. Величина α_i зависит от величины, направления и фаз совместно протекающих токов.

Исследовать влияние отдельных компонентов можно по соотношению

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{I_1^2 + I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}}{I_2^2 + I_{1a}I_{2a} + I_{1p}I_{2p}} \cdot \frac{I_2^2}{I_1^2}. \quad (4.6)$$

При передаче активных нагрузок $I_1 = I_{1a}$, $I_2 = I_{2a}$ имеем

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{I_2}{I_1},$$

т. е. коэффициенты изменения потерь обратно пропорциональны величинам токов нагрузок. Очевидно, что аналогичное соотношение получается и при передаче чисто реактивных нагрузок.

При этом прирост α_1 линейно зависит от I_2 :

$$\alpha_1 = 1 + \frac{I_2}{I_1}, \quad (4.7)$$

а коэффициент α_2 изменяется гиперболически, т. е. тем больше, чем меньше значения тока транзита I_2 .

Для транзита противоположного направления составляющая потеря ΔP_2 отрицательная. Это означает, что ток такого транзита не добавляет, а снижает общие потери мощности на участке линии. Причем снижение общих потерь происходит не только за счет составляющей ΔP_2 , но и за счет уменьшения составляющей ΔP_1 от протекания тока неизменной нагрузки.

Если по линии протекает n транзитных токов, то потери в ней определяются в виде суммы составляющих от транзитных перетоков:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{i=n} \alpha_i I_i^2 r. \quad (4.8)$$



Коэффициент изменения потерь для произвольного (i -го) тока

$$\alpha_i = 1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (I_{ia} I_{ja} + I_{ip} I_{jp}) / I_i^2. \quad (4.9)$$

Рассмотрим методику разделения потоков и потерь в сети произвольной конфигурации, имеющей p ветвей и n независимых узлов. Обе эти задачи основаны на преобразовании матрицы токораспределения.

В сетях произвольной конфигурации матрица токораспределения задающих токов нагрузок по ветвям имеет вид

$$T = Y_b M^T Y^{-1} J_d, \quad (4.10)$$

где Y_b – столбцовая матрица проводимостей ветвей; M^T – транспонированная матрица соединений по узлам; Y – матрица собственных и взаимных проводимостей схемы сети; J_d – диагональная матрица задающих токов.

Матрица T – прямоугольная, порядка $p \times n$, каждая k -я строка ее показывает, какие доли задающих токов нагрузки формируют ток в ветви k , т. е.

$$I_k = c_{k1} J_1; c_{k2} J_2; c_{k3} J_3; \dots; c_{kn} J_n = J_{k1}; J_{k2}; J_{k3}; \dots; J_{kn}. \quad (4.11)$$

Если известны доли задающих токов по ветвям, т. е. транзитные токи, то можно по (4.9) найти коэффициенты изменения потоков и потерь для каждой доли тока нагрузки, протекающей по данной ветви, а по (4.11) определить потоки, потери мощности и составляющие потерь, вызванные транзитом токов нагрузок по этой ветви. Для этой цели составляется матрица

$$[\alpha T^2] = \begin{bmatrix} \alpha_{11} J_{11}^2 & \alpha_{12} J_{12}^2 & \dots & \alpha_{1n} J_{1n}^2 \\ \alpha_{21} J_{21}^2 & \alpha_{22} J_{22}^2 & \dots & \alpha_{2n} J_{2n}^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{p1} J_{p1}^2 & \alpha_{p2} J_{p2}^2 & \dots & \alpha_{pn} J_{pn}^2 \end{bmatrix}. \quad (4.12)$$

Элементы матрицы $[\alpha T^2]$ могут быть также найдены по выражению

$$\alpha_{ki} J_{ki}^2 = I_{ki}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (J_{kia} J_{kja} + J_{kip} J_{kip}). \quad (4.13)$$

Используя матрицу $[\alpha T^2]$, найдем матрицу составляющих потоков и потерь мощности в ветвях схемы сети от транзита по ним токов нагрузок:

$$S = U_d [\alpha T], \quad \Delta P_v = r_d [\alpha T^2], \quad (4.14)$$

где r_d – диагональная матрица сопротивлений схемы сети.

Матрица суммарных потерь по ветвям схемы сети имеет вид

$$\Delta P_{v\Sigma} = \Delta P_v n, \quad (4.15)$$

а матрица суммарных потерь в ветвях схемы сети, отнесенных на долю каждого задающего тока нагрузки,

$$\Delta P_{\text{тр}\Sigma} = \Delta P_v^T m, \quad (4.16)$$

где t – знак транспортирования; m – столбцовая единичная матрица.

Таким образом, разделение потоков и потерь мощности в ветвях схемы сети между нагрузками узлов может быть проведено на основе полученных выражений, где $\alpha_{k,m}$ – элемент матрицы коэффициентов участия в токе ветви k от задающего узла M ; I_k – ток ветви; J_m – задающий ток в узле m ; J_H – оттекающий ток ветви H от узла m .

Затем производится дорасчет недостающих коэффициентов участия, учитывающих влияние остальных не учтенных в первой части узлов, через которые проходят составляющие тока рассматриваемой ветви. Так, если рассчитывается влияние узла m на ток ветви k , подтекающий к узлу H , коэффициент этого влияния определяется выражением

$$\alpha_{k,m} = \alpha_{k,H} \alpha_{P,m}, \quad (4.17)$$

где P – индекс ветви, по которой течет ток к узлу m от узла H .



Для схемы, представленной на рис. 4.22, найдем составляющие потоков потерь, обусловленные каждой нагрузкой. На схеме указаны все необходимые параметры сети.

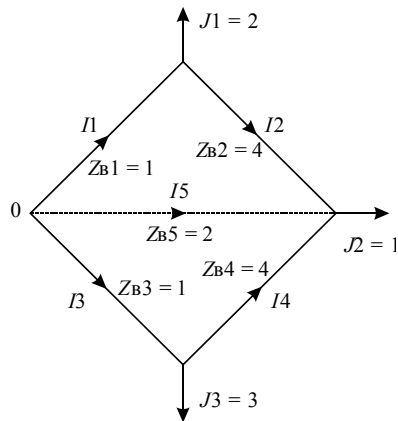


Рис. 4.22. Схема сети

Определим матрицу токораспределения:

$$T := \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0.8444 & 0.2222 & 0.0444 \\ 0.2222 & 1.1111 & 0.2222 \\ 0.0444 & 0.2222 & 0.8444 \end{pmatrix} \times$$

$$\times \begin{pmatrix} 2 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1.689 & 0.222 & 0.133 \\ -0.311 & 0.222 & 0.133 \\ 0.089 & 0.222 & 2.533 \\ 0.089 & 0.222 & -0.467 \\ 0.222 & 0.556 & 0.333 \end{pmatrix}$$



Определим матрицу составляющих потоков:

$$S = U_{\text{д}} [\alpha T] = \begin{pmatrix} 449.724 & 772.42 & 449.724 \\ 9.724 & 9.724 & 9.724 \\ 625.922 & 625.922 & 68.816 \\ -34.012 & -34.012 & -63.118 \\ 215.336 & 215.336 & 112.882 \end{pmatrix}$$

Определим матрицу составляющих потерь:

$$\Delta P_{\text{в}} = r_{\text{д}} [\alpha T^2] = \begin{pmatrix} 3.4528 & 0.4543 & 0.2725 & 0 \\ -0.0552 & 0.0394 & 0.0237 & 0 \\ 0.2529 & 0.6320 & 7.2057 & 0 \\ -0.0553 & -0.1383 & 0.2905 & 0 \\ 0.4938 & 1.2346 & 0.7406 & 0 \end{pmatrix}$$

Покажем адресное разделение потерь (рис. 4.23). Матрица потерь в ветвях и матрица составляющих потерь, вызванных протеканием токов нагрузки (транзитных), будут равны:

$$\Delta P_{\text{в}\Sigma} := \begin{pmatrix} 4.1769 \\ 0.0079 \\ 8.0906 \\ 0.0969 \\ 2.4690 \end{pmatrix} \quad \Delta P_{\text{тр}\Sigma} := \begin{pmatrix} 4.0890 \\ 2.2221 \\ 8.5330 \end{pmatrix}$$

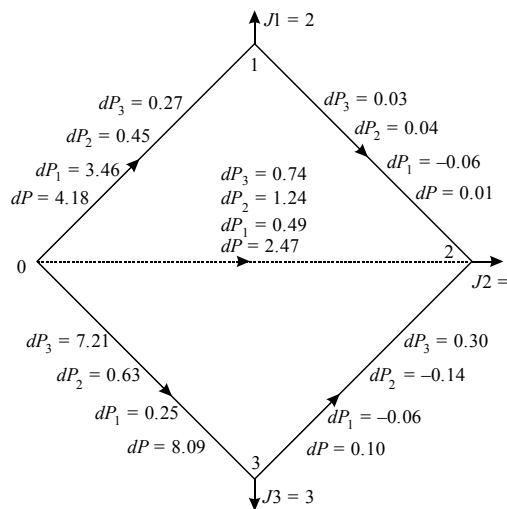


Рис. 4.23. Разделение потерь в схеме контрольного примера

Аналогично может быть получен и рисунок по адресному распределению потоков мощности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для адресных расчетов используется специальная схема электрической сети. Если учитывается изменение параметров режима сети во времени, то модель часто имеет гипотетический вид, поскольку в схеме замещения используется комплекс процессов изменения параметров сети и параметров режима во времени. Обобщение производится по потерям электроэнергии как по интегральному показателю изменения мощностей. Имеются особенности: как выбирать узлы схемы, как применять эквивалентирование и пр. Необходимо сочетать имеющиеся общие положения сетевых расчетов с эвристическими решениями человека-конструктора.

От сетевых расчетов зависят трассы, а их правильное моделирование обуславливает не только потокораспределение, но и трассы. В определенной мере это центральное звено трассировки. В обычных случаях при создании схем замещения сети эти вопросы не рассматриваются.



ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Какие принципы используются при моделировании электрических сетей в адресных расчетах при решении технических задач развития параметров сети?
2. Какие принципы используются при моделировании электрических сетей в адресных расчетах при решении коммерческих задач купли / продажи электроэнергии?
3. Что такое гипотетическая схема сети и почему нельзя использовать обычную электрическую схему?
4. На основе каких расчетов определяются трассы потоков электроэнергии в ЭЭС?
5. Как влияют допустимые балансы электроэнергии на достоверность расчетов?
6. Если потери в сети учитываются приближенно, то может ли это повлиять на трассы электроэнергии?
7. Что такое пассивный эксперимент для получения информации?
8. Что такое активный эксперимент для получения информации? Как его проводить?
9. Расскажите содержание адресных расчетов по одному из примеров, имеющихся в тексте.
10. Какую роль играет конструктор при моделировании сетевых расчетов?

? Какой метод определения потерь электроэнергии для конструирования сети вы выбрали бы при расчете суточных трасс потоков электроэнергии в ОЭС

Глава 5

МЕТОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЭКВИВАЛЕНТА КАК НОВЫЙ МЕТОД АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ

§ 1. ИДЕЯ МЕТОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЭКВИВАЛЕНТА

Метод электрического эквивалента – это новый метод, который не имеет промышленной программы, тем не менее в научном плане он разрабатывается, и представляется целесообразным его использовать в адресных расчетах [6, 11, 12, 15]. Для решения адресных задач подходят и традиционные методы расчета режимов ЭЭС. Во втором разделе книги такие примеры приведены.

Идея метода электрического эквивалента новая и заключается в том, что параметры режима ЭЭС, показатели состояния сетей, оценки многих услуг предприятий энергетики можно преобразовать в элементы схемы замещения электрической сети и затем проводить расчет электрической, а не электроэнергетической системы. Энергетические ресурсы (органические, гидроэнергию и др.) можно преобразовать в подведенную энергию или мощность. Резервы системы, состояние сети (услуги) можно учитывать константой или характеристикой влияния на КПД, на надежность энергоснабжения потребителей с различными категориями, на реконструкцию и модернизацию. Все это – факторы стоимости состояния системы. Все факторы, прямо или косвенно влияющие на режим, можно преобразовать в параметры схемы замещения сети – это и есть их электрический эквивалент. Тогда расчет сводится к последовательности: получение электрического эквивалента параметра, введение его в схему заме-

щения сети, развитие уравнений состояния нормального режима. Это дает большие алгоритмические преимущества для решения задач и является универсальным инструментарием для адресных расчетов.

§ 2. ПОНЯТИЕ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ЭКВИВАЛЕНТ» ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ

Если параметры можно преобразовать в мощности и потери электроэнергии, то можно рассчитывать сеть, а не энергетическую систему. Чтобы использовать предлагаемый метод, надо соблюдать условия сопоставимости параметров режима и сети.

1. Сопоставимость во времени. Параметры состояния системы и сети необходимо давать для одинаковых интервалов времени t – мгновенные, суточные, месячные и пр. Это требуется при эквивалентировании параметров сети и агрегировании энергетических характеристик станций, агрегатов (котлов, турбин).

2. Использование единого критерия оптимизации для сетевой задачи. В гл. 4 уже указывалось, что это могут быть потери электроэнергии за время $t - \Delta \mathcal{E}_t$.

3. Использование алгоритма и программы расчета нормального режима сети. В него вводятся дополнения в виде электрических эквивалентов параметров.

4. Объяснение количественной сопоставимости параметров схемы замещения сети и новых элементов.

Для энергетических и стоимостных параметров электрических станций может быть два потока: мощности и стоимости, и электрический эквивалент $R(P)$ изменяется (рис. 5.1).

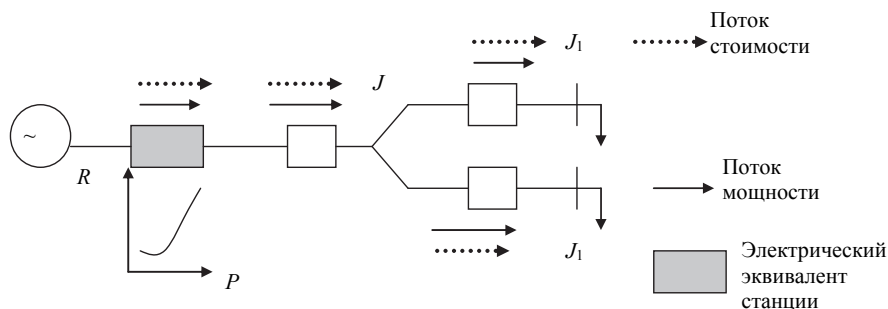


Рис. 5.1. Схема потоков мощности и стоимости в сети



При передаче потока стоимостей каждый узел электрической системы приобретает новый потенциал – экономический. Например, если происходит передача мощности от узла i к узлу j и стоимость мощности в узле i примем за St_i , то в узле i будет экономический потенциал $St_i P_i$, а в узле j – $St_i P_j$. Задача оценки стоимостей имеет большое значение для оптимизации режимов на электроэнергетическом рынке. Стоимость мощностей станций зависит от класса напряжения ЛЭП, отходящих от шин станции. Во многих случаях отходящие линии имеют три-четыре класса напряжения. Так, для оптового рынка мощность Красноярской, Саяно-Шушенской, Усть-Илимской станций выдается по ЛЭП напряжением 220 и 500 кВ. На многих ТЭЦ имеются ЛЭП напряжением 35, 110, 220 кВ. В соответствии с напряжением используются сетевые тарифы и их эквивалентные сопротивления. Мощность, поступающая в распределительную сеть региональных систем, уже может иметь ЛЭП генераторного напряжения 10 кВ и ниже. В структурной схеме станций необходимо иметь эквивалентное сопротивление стоимости мощностей станций на шинах различного напряжения $R_{\text{экв.ст}U}$ (рис. 5.2). В сетевых предприятиях сетевые тарифы дифференцируются в зависимости от напряжения и это учитывается в структурной схеме предприятия (рис. 5.3). При этом все объекты имеют дифференцированные цены для различных классов напряжения. Характеристики стоимостей могут иметь вид $St(P)$ или быть постоянными.

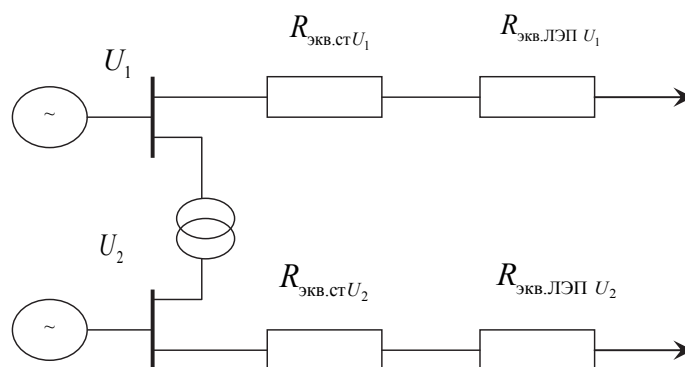


Рис. 5.2. Стоимость мощности с учетом напряжения на шинах станции

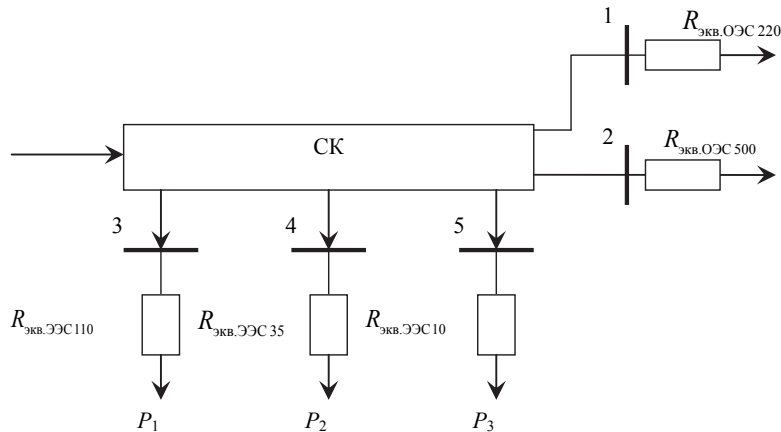


Рис. 5.3. Стоимость мощности с учетом напряжений электрических сетей СК

Типовые задачи электрического эквивалентирования

1. Определение стоимостного эквивалента генерации в узлах сети. Эта задача решается вводом константы St к мощности P или соответствующей характеристике масштабирования переменной мощности $B(P)$ в $St(P)$.

2. Оценка услуг СК и ГК по надежности, качеству электроэнергии. Характеристика услуги $St(P)$ может быть постоянной, ступенчатой или плавно изменяющейся.

Преобразование энергетических характеристик станции в электрический эквивалент. Энергетические характеристики оборудования используются для оценки экономических показателей различных режимов агрегатов и электростанций. Вид характеристики (ее координаты) может различаться в зависимости от содержания и методики решения задачи.

Основной энергетической характеристикой является зависимость подведенной $P_{\text{подв}}$ и полезной $P_{\text{пол}}$ мощности, т. е. $P_{\text{пол}}(P_{\text{подв}})$. В таком виде могут представляться характеристики котлов, турбин, генераторов, трансформаторов, двигателей, станций. Характеристика $P_{\text{пол}}(P_{\text{подв}})$ может быть преобразована к другому виду.

На рис. 5.4, а показаны общий вид и взаимосвязь характеристик, имеющих различные координаты. Наилучшим является



режим, соответствующий минимальному удельному расходу и максимальному КПД. На рис. 5.4, б показаны потери преобразования подведенной энергии в полезную, а на рис. 5.4, в – графическое дифференцирование исходной характеристики в абсолютных показателях и смысл дифференциального показателя.

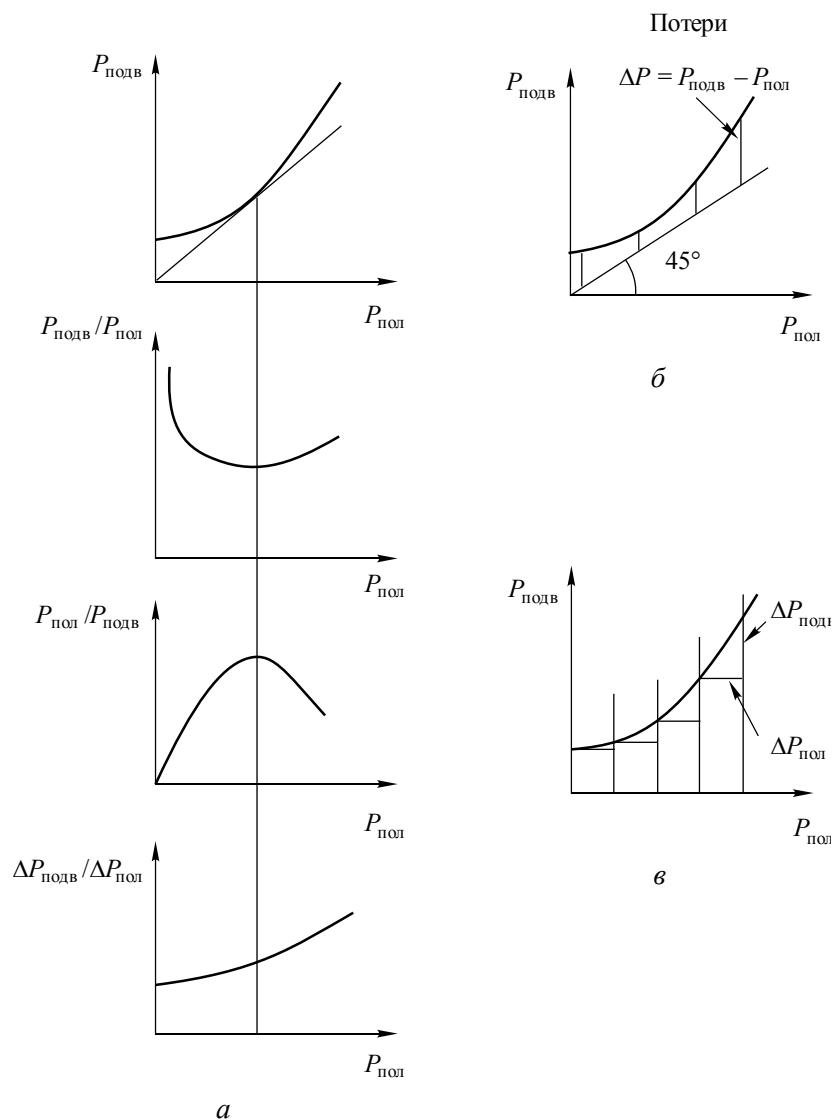


Рис. 5.4. Вид и взаимосвязи различных энергетических характеристик

Для преобразования характеристики используются относительные и дифференциальные показатели. Применяются два вида относительных показателей:

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

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

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

$$P_{подв ГЭС} = 9,81HQ. \quad (5.1)$$

Для ТЭС подведенная мощность, МВт, пропорциональна расходу условного топлива:

$$P_{подв ТЭС} = 8,14B \equiv B. \quad (5.2)$$

Основные относительные показатели – коэффициент полезного действия η и удельный расход энергоресурса $b_{уд}$:

$$\eta = \frac{P}{P_{подв}}, \quad (5.3)$$

$$b_{уд} = \frac{P_{подв}}{P}. \quad (5.4)$$

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

$$b = \frac{\Delta P_{подв}}{\Delta P}. \quad (5.5)$$



Расходные характеристики агрегатов: $P_n(P)$, $B(P)$, $Q(P)$ и др.

Расходные характеристики обычно имеют вид слабовыпуклых вниз кривых (рис. 5.4). Однако на характеристиках могут быть и скачки. На характеристиках паровых турбин скачки появляются из-за дросселирующего действия регулирующих клапанов, на характеристиках гидроагрегатов причиной скачков могут быть кавитационные явления.

Рабочие характеристики: $\eta(P)$, $\eta(P_n)$, $\eta(B)$. Характеристики КПД в большинстве случаев имеют вид одноэкстремальной кривой.

Удельные характеристики: $q_{уд}(P)$, $b_{уд}(P)$, причем $q_{уд} = \frac{Q}{P}$,

$b_{уд} = \frac{B}{P}$. Отметим, что точка минимума удельного расхода энергоресурса соответствует точке максимума КПД.

Дифференциальные характеристики: $q_{уд}(P)$, $b_{уд}(P)$ и др.

Здесь $q_{уд} = \frac{Q}{P}$, $b = \frac{\Delta B}{\Delta P}$. Эти характеристики называют еще характеристиками относительных приростов.

Удельные или дифференциальные показатели можно рассчитывать как безразмерные величины, позволяющие сравнивать показатели различных объектов (тепловых, механических, электрических).

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

- расход натурального топлива пересчитывается в издержки на топливо – $I_B = \Pi_B$, руб (Π , руб/тонну натурального топлива);



- удельные расходы топлива пересчитываются в удельные издержки на топливо – $B/P \cdot Ц$, руб/МВт;
- относительные приросты – $\Delta B/\Delta P \cdot Ц$, руб/МВт.

Если при расчете сети используется минимум потерь $\Delta P = \min$, $\Delta \mathcal{E} = \min$, то для станций используется характеристика $\Delta P_{\Gamma}(P_{\text{пол}})$, $\Delta \mathcal{E}_{\Gamma}(\mathcal{E})$, но в ней исключается расход холостого хода, так как агрегат в работе.

Если при расчетах режимов используется критерий максимума КПД, то используется характеристика КПД $\eta_{\Gamma}(P_{\Gamma})$ и соответственно трассы оцениваются по их КПД $\eta_{\Gamma}\eta_{\text{сети}} = \max$. Трассы могут оцениваться по величине относительного прироста потерь мощности $\sigma = \frac{\Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{сети}}}{\delta P} = \min$.

§ 3. РАЗВИТИЕ МЕТОДА РАСЧЕТА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭКВИВАЛЕНТОВ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

С использованием электрического эквивалента за критерий оптимизации режима сети чаще всего принимаются потери активной мощности (электроэнергии) или стоимость потерь, и схема сети преобразуется. На рис. 5.5, а показано стандартное задание схемы замещения электрической сети. На рис. 5.5, б вводится электрический эквивалент расходных характеристик электростанций в виде Z_{wj} , Z_{wm} – это энергетическое эквивалентирование. На рис. 5.5, в вводится стоимость мощности станции в виде сопротивлений Z_{ej} , Z_{em} – это экономические (по себестоимости) или коммерческие (по цене) оценки.

Уравнения состояния электрической системы. Могут быть три электрические модели системы.

1. «Электрическая модель», не содержащая электрических эквивалентов станций. Такая модель позволяет рассчитывать нормальный режим для ветвей и узлов электрической сети и опти-



мальный по критерию минимума потерь мощности в сети $\Delta P_{\text{электр}} \Rightarrow \min$.

При электрическом эквивалентировании определяются концентрированные нагрузки, мощности генерации, эквивалентные параметры схемы замещения ЭЭС. Этот принцип применим для однозначно заданной схемы и исходной информации в определенный момент времени. При рассмотрении периода функционирования месяц или год меняется схема системы, меняются величины R , X , Z и требуется учитывать процессы изменения всех параметров сети для периода $t_{\text{нач}} \leq t \leq t_{\text{кон}}$. Поэтому такое эквивалентирование в общем случае не дает правильных экономических результатов.

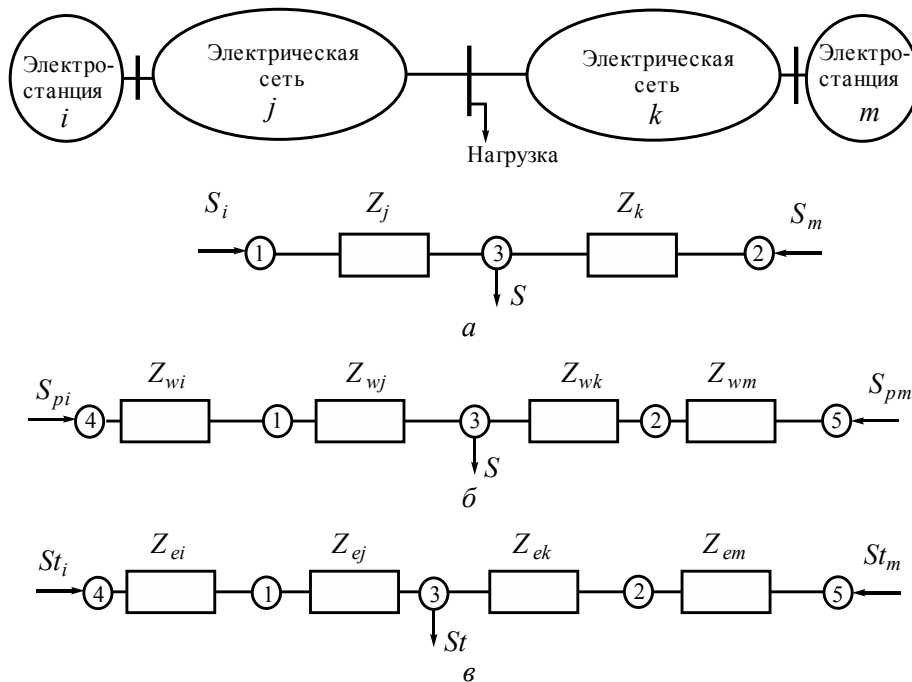


Рис. 5.5. Представление фрагмента ЭЭС в виде электрической (а), энергетической (б) и экономической подсистем (в)

2. «Энергетическая модель», которая содержит электрический эквивалент энергетических характеристик станций. Она позволяет рассчитать оптимальный режим мощности по критерию минимума

потерь мощности на станциях и в сетях (сетевых предприятиях):

$$\Delta P_{\text{энерг}} = \sum \Delta P_{\text{ст}} + \sum \Delta P_{\text{электр}} \Rightarrow \min.$$

При энергетическом эквивалентировании определяются концентрированные узлы генерации (для агрегатов, станций, систем) и их агрегированная энергетическая характеристика. Методы расчета энергетических характеристик разработаны [3, 7], но необходимо получить их электрический эквивалент в динамике.

3. «Экономическая модель», содержащая энергетические и стоимостные характеристики станций и сетевых предприятий. Такая модель позволяет получить решение при оптимизации режима по критерию минимума стоимости мощности станций и сетевых предприятий $St = \sum St_{\text{ст}} + \sum St_{\text{электр}} \Rightarrow \min.$

При коммерческом эквивалентировании система представляется в виде зон коммерческого взаимодействия энергетических предприятий, в которых имеются концентрированные узлы нагрузок, генерации, ЛЭП и стоимостные величины с учетом динамики.

Электрический эквивалент влияет на изменения собственных сопротивлений сети. Это происходит в процессе расчета сети.

Критерий минимума потерь активной мощности и уравнения состояния для рассматриваемых подсистем будут иметь следующий вид:

- электрическая подсистема

$$\Delta P = \text{Re}(U_d Y U_d),$$

$$U_d^* Y U = -S^*;$$

- энергетическая подсистема

$$\Delta P_w = \text{Re}(U_d (AY) U_d),$$

$$U_d^* AY U = -S_w^*;$$

- экономическая подсистема

$$\Delta P_e = \text{Re}(U_d (StY) U_d),$$

$$U_d^* Y_e U = -St^* S_e^*,$$

где U_d – диагональная матрица напряжений в узлах; St – диагональная матрица стоимостных коэффициентов в узлах (себестоимо-



сти или цен); S – вектор-столбец узловых мощностей; A – диагональная матрица коэффициентов энергетических характеристик; Y – матрица узловых проводимостей сети; индексы w и e – энергетическая и экономическая подсистемы соответственно.

Учет энергетической и экономической подсистем обеспечивается дополнением матрицы сопротивлений блоками «энергетические» и «экономические» сопротивления. Это позволяет модифицировать уравнения состояния ЭЭС, сохранив вычислительную схему хорошо разработанных алгоритмов.

Структурная модель всегда представляется эквивалентной схемой замещения. Принципы эквивалентирования зависят от целей расчетов. В схеме должны быть определены следующие структурные элементы: станции (генераторные узлы), потребители (нагрузочные узлы), связи между узлами (линии и трансформаторы) и производственные границы предприятия.

Следовательно, правильное конструирование расчетной схемы выполняется с учетом не только обычных принципов эквивалентирования электрических сетей, но и требований и ограничений экономического и коммерческого содержания.

Преимущества модели электрического эквивалента системы. Модель электрического эквивалента теоретическая. Она проверялась только на тестовых примерах, которые показали ее работоспособность и преимущества по сравнению с моделями электроэнергетическими.

1. Преимущества алгоритмические связаны с тем, что отпадает необходимость масштабировать переменные и учитывать различные единицы измерения параметров. При оптимизации независимыми переменными являются мощности (МВт), а критерием – стоимостные оценки (руб.). Это заставляет применять процедуры сопоставления разных единиц измерения.

В модели электрического эквивалента переменные мощности и критерий (потери мощности) измеряются в одинаковых единицах (в мегаваттах) и это снимает многие вычислительные трудности.

2. Появляется возможность многокритериальной оптимизации по схеме однокритериальной задачи, так как все оценки приводятся к потерям мощности. Стоимостная значимость параметров мощности учитывается через потери.



3. Появляется возможность адресных расчетов потоков мощности и соответствующих потоков стоимости.

4. Появляется возможность получения результатов оптимизации в затратах, ценах, технических единицах.

5. Появляется возможность построения и использования при оптимизации нормативных энергетических характеристик станций и сетей в потерях мощности (в мегаваттах). Без этого оценить эффективность оптимизации нельзя.

§ 4. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ЭКВИВАЛЕНТ

Рассмотрим подробнее преобразование характеристики, связывающей подведенную мощность, которая зависит от энергетического ресурса, и полезную $P_{\text{подв}}(P_{\text{пол}})$.

Энергетические характеристики станций играют большую роль при расчетах режимов ЭЭС. Они задаются в математической модели уравнениями связи. Во многих работах использовались энергетические характеристики в координатах «расход условного топлива – мощность», «расход натурального топлива – мощность» и др. Вид (форма) характеристик может значительно различаться. Повсеместно при оптимизации режима энергетические характеристики представляются в виде дифференцируемой функции, обращенной выпуклостью вниз. Это упрощенное представление, но в ряде работ показано, что погрешности упрощенной характеристики составляют 2...5 %. Характеристики любых станций (ТЭС, ГЭС, АЭС, ГТУ) могут быть преобразованы в электрический эквивалент.

Преобразование характеристик ТЭС. В соответствии с технологическим процессом на ТЭС могут быть характеристики разного вида для котлов, турбин, блоков, станции. Все виды абсолютных показателей могут быть переведены в расход условного топлива. Рассмотрим преобразование координат характеристик на примере ТЭС. Пусть имеется первоначальная характеристика условного топлива от мощности $B_{y,t}$ (рис. 5.6). Она обычно представляется полиномом второй-третьей степени.

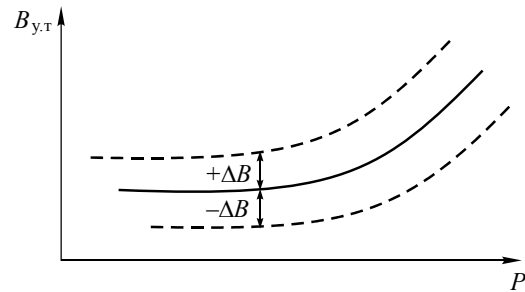


Рис. 5.6. Вид энергетической характеристики ТЭС

Максимальные потери для различных тепловых станций составляют 5...10 %, что соизмеримо с потерями мощности в сетях, и поэтому чаще всего достоверность характеристик считается достаточной (рис. 5.7 и 5.8).

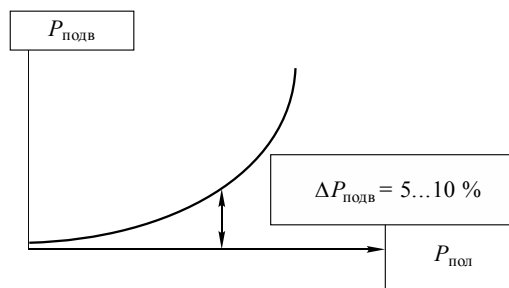


Рис. 5.7. Характеристика станции при расчете электрического эквивалента

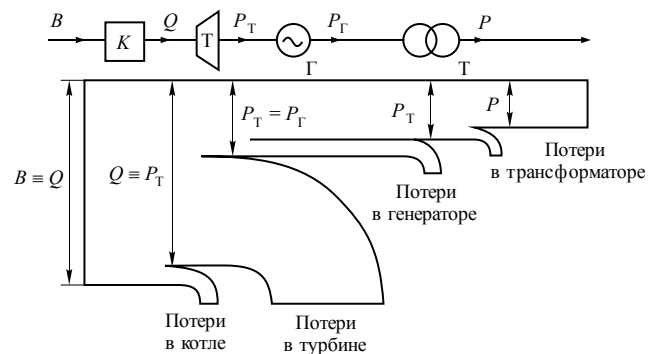


Рис. 5.8. Схема технологического процесса ТЭС в виде ленточной диаграммы

Приведем процесс преобразования мощности для характеристики $B(P)$. Преобразование характеристики станции осуществляется в последовательности: расход условного топлива $B_{у.т} \rightarrow$ расход натурального топлива $B_{н.т} \rightarrow$ подведенная мощность $P_{подв} \rightarrow$ потери подведенной мощности $\Delta P_{подв} \rightarrow$ издержки на топливо $I_{топл} \rightarrow$ общие издержки $I \rightarrow$ цена энергии $Ц_{э} \rightarrow$ цена потерь энергии $Ц_{\Delta э} \rightarrow$ активное сопротивление в виде электрического эквивалента $R_{экв}$ (рис. 5.9).

Приведем расчетные формулы преобразования энергетических характеристик.

Расход натурального топлива

$$B_{н.т}(m) = \frac{B_{у.т}(m) 7000 \text{ (ккал/кг)}}{Q_P^H \text{ (ккал/кг)}},$$

где Q_P^H – низшая теплотворная способность натурального топлива.

Подведенная мощность:

$$P_{подв}(\text{МВт}) = 8,14 B_{у.т}(m);$$

$$P_{подв}(\text{МВт}) = \frac{Q_P^H \text{ (ккал/кг)}}{1,1639} B_{н.т}(m).$$

Издержки на топливо

$$I_{топл}(\text{руб.}) = B_{н.т}(m) Ц(\text{руб./т}).$$

Общие издержки

$$I(\text{руб.}) = I_{топл}(\text{руб.}) + I_{у.п}(\text{руб.}).$$

Цена электроэнергии

$$Ц(\text{руб./МВт} \cdot \text{ч}) = \frac{I(\text{руб.})}{Э(\text{МВт} \cdot \text{ч})}.$$

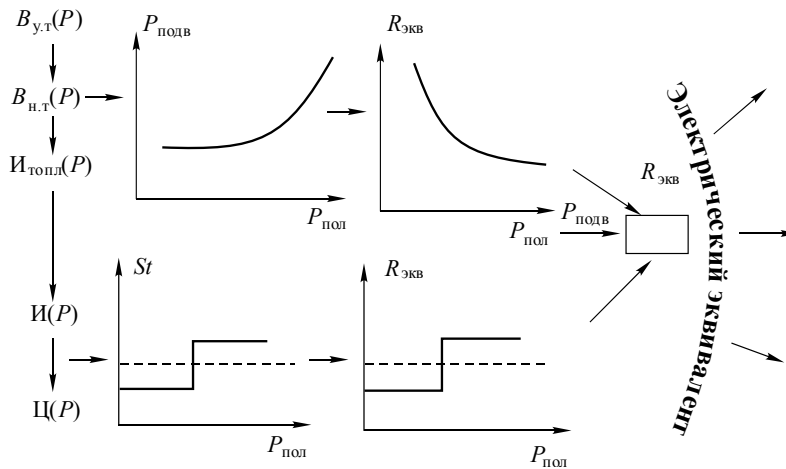


Рис. 5.9. Схема преобразования энергетических характеристик объектов в характеристику сопротивлений.

Электрический эквивалент характеристики ТЭС может иметь вид характеристики активных сопротивлений $R(P)$, которая получается по характеристике потерь мощности:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R.$$

От общеизвестной характеристики $\Delta P(P)$ (рис. 5.10, а) расчетная характеристика существенно отличается по виду (рис. 5.10, б и в), поскольку процессы параметров системы меняются по своим закономерностям:

$$\Delta P_t \{P(t), U(t)\}, t_{\text{нач}} \leq t \leq t_{\text{кон}}.$$

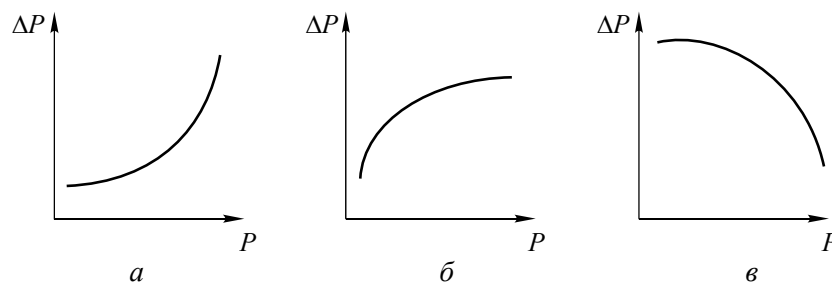


Рис. 5.10. Характеристики $\Delta P(P)$

Характеристику $\Delta P_t(P(t))$ можно получить в различных координатах, если вводить дискретные цены, себестоимости и тарифы.

Преобразование в электрический эквивалент характеристики ГЭС (рис. 5.11). Основная проблема преобразования в том, что в России нет цен на гидроресурсы ГЭС. Потому можно использовать показатель топливной эффективности ГЭС в ЭЭС [9]. Он может измеряться в экономии топлива, в издержках, в ценах, и тогда можно пересчитать расходы ГЭС в системный показатель.

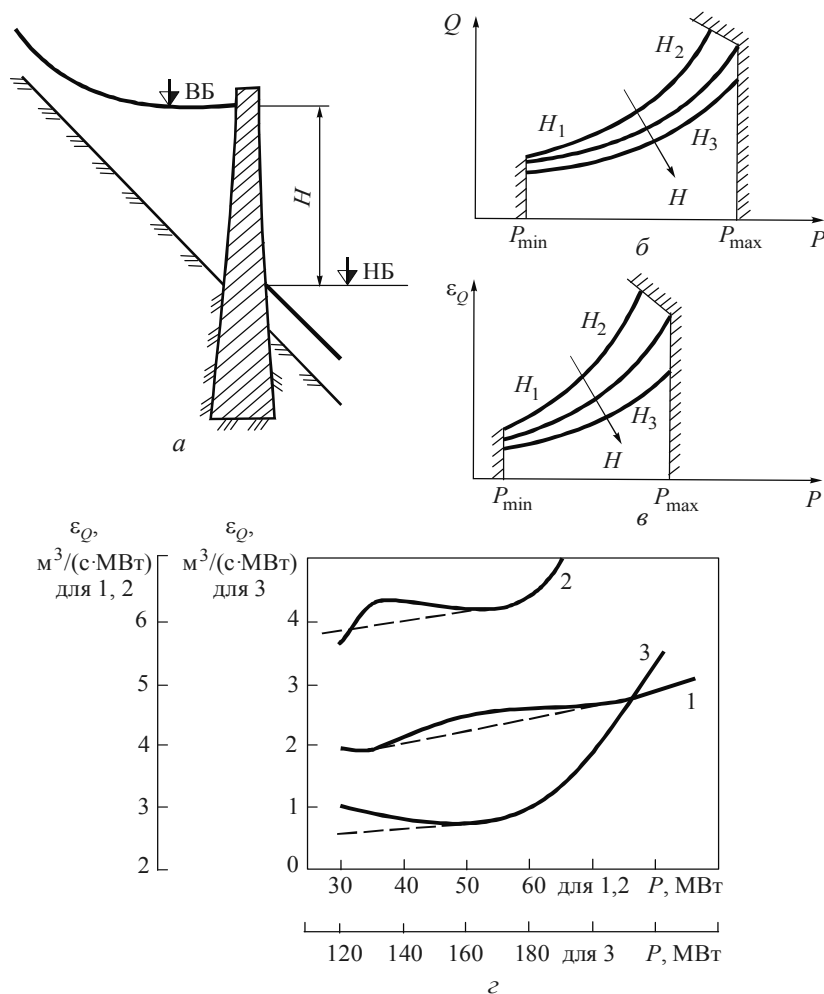


Рис. 5.11. Характеристики ГЭС:

a – схема установки; b – расходная; v – дифференциальная; z – натурные

Например, при экономии топлива топливная эффективность

$$\Delta B_{\text{ГЭС}} = \frac{\delta b}{\delta Q} Q.$$

Топливная эффективность будет зависеть от напора ГЭС, поскольку энергоемкость стока зависит от напора.

Обобщенная схема расчета электрического эквивалента показана на рис. 5.12.

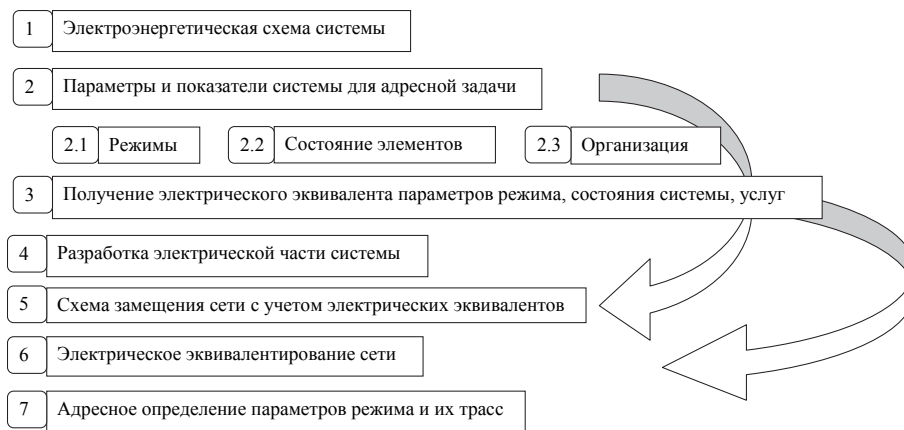


Рис. 5.12. Принципиальная схема адресных расчетов с использованием метода электрического эквивалента

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Метод электрического эквивалента апробирован только на тестовых расчетах и экспериментальных программах. Но даже обсуждение этой идеи говорит о ее перспективности для адресных расчетов. Если объединить два направления – электрический эквивалент и адресность, то можно получить новое научное и инженерное решение методами расчета нормальных режимов ЭЭС. Исследование этого пути авторы считают актуальным.



ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. В общеизвестных алгоритмах расчетов режимов ЭЭС используются натуральные показатели различных объектов: для ТЭС – издержки на топливо, для ГЭС – расход воды. Как их учитывать в целевой функции оптимизации? Вопрос трудный – попробуйте ответить.

2. В расчетах используется показатель в тоннах условного топлива. Что такое условное топливо, например для нефти и угля?

3. Энергетические характеристики станций имеют вид функций, обращенных выпуклостью вниз. Почему такая форма?

4. Для ГЭС нет стоимости энергоресурса (воды). Как ее учитывать при расчете оптимальных режимов ЭЭС?

5. Что такое топливная эффективность использования ГЭС в ЭЭС? За счет чего получается эффект?

6. В настоящее время, особенно в коммерческих задачах, необходимо рассчитывать цены параметров режима. Как это сейчас делается?

7. Если определяется стоимость размещения резервов системы (нагрузочного, аварийного), то какая характеристика должна использоваться в методе электрического эквивалента?

8. Если определяется стоимость повышения надежности энергоснабжения потребителей системы, то какая характеристика или какие показатели должны использоваться в методе электрического эквивалента?

9. Метод электрического эквивалента очень рационален для адресных расчетов. Почему?

? Как вы считаете, целесообразно ли применять метод электрического эквивалента для различных параметров режима и для различных услуг в ЭЭС

Глава 6

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ АДРЕСНЫХ РАСЧЕТОВ

§ 1. АЛГОРИТМИЗАЦИЯ РАСЧЕТОВ АДРЕСНЫХ ЗАДАЧ

Методика и алгоритм адресных расчетов достаточно сложные. По уровню сложности они соответствуют тем разработкам по оптимизации режимов, которые выполнялись для ЕЭС СССР. В них участвовали большие коллективы. Во ВНИИЭ – ВЦ ГТУ под руководством В.М. Горншейна и Е.В. Цветкова были созданы промышленные программы расчетов режима ЕЭС СССР, которые вошли в комплекс АСДУ. В СЭИ под руководством Л.А. Крумма разработана программа расчета режимов ОЭС Сибири. Много промышленных программ написаны вузами и НИИ. Почти все они утрачены, и большая их часть требует изменений, которые связаны с преобразованиями, произошедшими в энергетике. Сейчас такая работа ведется. Поэтому вполне правомочна и актуальна разработка методики и принципов адресных расчетов режимов для задач электроэнергетики. Они в известной мере дополняют предыдущие алгоритмы.

Авторы настоящего учебника не могли довести разработки по расчету адресных задач до промышленных программ, но свои предложения по методике таких разработок они имеют и излагают в этой книге.

Особенности расчетов адресных задач рассмотрены в предыдущих главах. Здесь они представляются в обобщенном виде и в определенной последовательности.

Представим алгоритмизацию в методической последовательности.



1. Постановка адресной задачи

• Параметры, получаемые в расчетах (мощность, выработка электроэнергии за определенное время, потери электроэнергии и др.).

- Оценки параметров (рублей на единицу их измерения).
- Расчет трассы параметров.
- Область деятельности предприятия (Т, ПХ, Э, К).

2. Конструирование системы

Это очень важное звено расчетов, и от правильности моделирования системы и ее свойств больше, чем от других блоков, зависят все решения.

По принципам системного подхода система имеет цели, границы, узлы, связи, информационные свойства и характеристику динамики во времени. В энергетике большинство систем имеет расплывчатые границы, а их узлы и связи определяются задачей и целью решения. Поскольку эти факторы имеют неопределенность, возникает необходимость рассчитывать альтернативные варианты решения рассматриваемой задачи. Системы энергетики – открытые и подвержены изменениям. Свойства системы при адресных расчетах определяются на основе баланса мощности или выработки электроэнергии. В общем случае баланс мощности

$$\sum P_{Гj} = \sum P_{\text{нагр}} + \sum \Delta P_{jk} + \sum \Delta P_{ki} + \sum \Delta P_i.$$

критерий $\Pi = \max$

Аналогично баланс выработки электроэнергии

$$\sum \mathcal{E}_{Гj} = \sum \mathcal{E}_{\text{нагр}} + \sum \Delta \mathcal{E}_{jk} + \sum \Delta \mathcal{E} + \sum \Delta \mathcal{E}_i.$$

критерий $\Pi_{\mathcal{E}} = \max$

Вид балансов зависит от задачи, и при определении свойств системы по балансу находятся узлы генерации j , нагрузки i . Система может иметь внешние связи y .

3. Создание расчетной схемы электрической или электроэнергетической системы с учетом свойств системы и поставленной задачи адресных расчетов.

• Применяются методы определения схемы сети, эквивалентирования узлов нагрузки и генерации, агрегирования энергетических характеристик.



- Если учитывается фактор времени, то параметры режима определяются как интегральные во времени.
- Если в основе расчетов используется баланс мощности или электроэнергии, то создается гипотетическая сеть. Рассмотрен принцип создания таких сетей по потерям мощности или электроэнергии.

4. Формализация модели системы

Модель формализуется в виде уравнений, что позволяет вести компьютерные расчеты.

Очень часто используется модель допустимого расчета, а не оптимального. Допустимых расчетов множество, и необходимо задать их условия. При этом могут возникнуть альтернативные варианты. Модель включает следующие уравнения: цели, связей зависимых и независимых переменных, ограничения, принципов и метода расчетов. При формализации определяется принцип моделирования: оптимизационная модель, расчет допустимого режима, адаптивная модель, модель по заданным параметрам. При этом используется аппарат расчета нормальных режимов ЭЭС с обязательным его развитием до адресных оценок.

• Вид трассы – может быть от ее начала или от ее конца. Например, при отношениях купли/продажи может быть цель определения продавцов-покупателей или, наоборот, покупателей-продавцов.

• Если модель оптимизационная, то используется критерий нахождения экстремума некоторой цели.

• При использовании методов расчета нормальных режимов выполняются стандартные требования задания исходной информации для созданной модели расчета электрической системы.

5. Информация для адресных расчетов

Адресные трассы включают узлы всех типов. Нагрузочные узлы: информация зависит от требования надежности, бесперебойности, качества электроэнергии, экономичности в этих узлах. Генераторные узлы: информация определяется выполнением требований потребителей.

Только на оптовом электроэнергетическом рынке эта информация может быть затребована, и нет особой проблемы ее получения. На региональных рынках регламентов представления такой информации нет, и для получения ее требуется их разработка.



6. Прогнозирование

Необходимы модели прогнозов (основных и дополнительных) для балансов электроэнергии и адресных расчетов, в которых одним из главных факторов является время (см. гл. 4). Для параметров мощности и выработки электроэнергии такие модели достаточно хорошо разработаны с применением временных моделей. Моделей, в которых отражаются интегральные параметры режимов в совокупности (реактивная мощность, напряжение и др.), не существует. Перспективным направлением их разработки становится применение аппарата нейронных сетей. Модели прогнозирования – это существенное звено в информационном пространстве решения адресных задач.

7. Расчет нормального режима системы для получения трасс

Этот блок – узловой. Все предыдущие блоки определяются требованиями таких расчетов. Рассматриваются общепринятые методы [4] и некоторые новые идеи (см. гл. 5). В обязательные условия их применения включается определение трасс и их параметров. В разделе 2 учебника приведены примеры таких методов и алгоритмов.

8. Альтернативные варианты трасс

Расчеты в этом блоке позволяют в определенной мере учесть неопределенность балансов и влияние ее на трассы. Никаких правил формирования информации для расчета альтернатив нет, и задает условия конструктор. При этом задаются пределы изменения составляющих энергетических балансов и их комбинация, определяемые по погрешностям из ретроспективных данных. Используются имитационные модели расчетов: метод Монте-Карло, игровые методы, эвристические.

9. Принятие решения

Решение принимается по трассам и их параметрам для той адресной задачи, которая разрабатывается.

В представленной алгоритмической схеме часть расчетов выполняется на предварительной стадии, например расчете при использовании математического аппарата прогнозирования, имитации, вычислительных процедур и др.



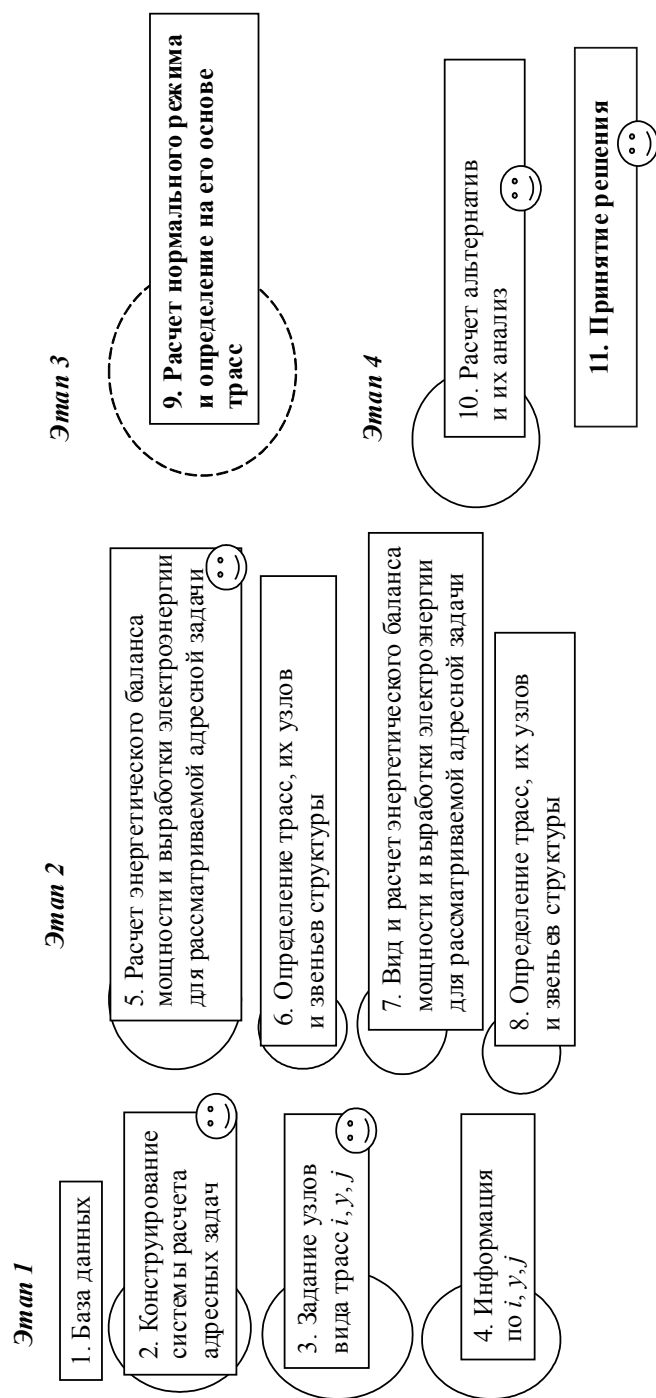
§ 2. СХЕМА ИНТЕРАКТИВНОГО СОДЕРЖАНИЯ РАСЧЕТОВ

Интерактивный режим. Из всех позиций, названных выше, наибольшую значимость при кибернетическом управлении имеет интерактивный режим. В перечислении основы кибернетического управления имеется позиция – «возрастает роль человека». Она возрастает в постановке задачи, в выборе модели, в снижении уровня неопределенности, в адаптации, следовательно, на всех уровнях разработки человек должен иметь возможность вмешаться в расчеты. Например, в блочно-модульном принципе от человека зависит информационная модель, в алгоритмизации – структура и др. Все это является элементами интерактивного режима.

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

При разработке методики и алгоритмизации ее применения неизменным условием является участие конструктора. Мы не останавливаемся на необходимых вычислительных технологиях его работы. Они включают рабочий инструментальный сервис, творчество. В схеме рисунка показаны области работы конструктора. Каждый этап конструирования – конструкторские решения. Они могут уточняться и дополняться.

Необходимо отметить, что методика содержит много индивидуальных принципов и в универсальном виде она здесь не представлена.



Области работы конструктора

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Единая энергосистема России – это гигантская производственная система государства. ЕЭС – это не только система жизнеобеспечения, она гарантирует приоритеты государства в мире, в политике, экономике и, что очень важно, в энергетической науке и практике. В 1992 г. был создан революционным путем электроэнергетический рынок: «Ломать – не строить». Взамен централизованной отрасли была создана децентрализованная, в которой получили самостоятельность сотни и тысячи станций, сетевых предприятий и управленческих структур (!). Поскольку никаких серьезных научных и методических разработок по управлению такой электроэнергетикой не было, появилось множество недостаточно обоснованных, а иногда и фантастических предложений об управлении такой энергетикой. В задачи этой книги не входит цель показать, сколько «однодневок» уже исчезло. Сейчас, по прошествии более 20 лет, многие вопросы еще не решены. Один из вопросов – адресность, ставшая тематикой этой книги.

При адресных расчетах рассматриваются производственные предприятия (генерирующие компании), транспортные предприятия электроэнергии (сетевые компании) и потребители. Между ними имеются трассы потоков мощности и электроэнергии. Формирование трасс и на их основе сегодняшних отношений между узлами-предприятиями, генерирующими и передающими электроэнергию, является зачастую необоснованным. Недостаточно обоснованы такие схемы и методы расчета потокораспределения в системе, где существует индивидуальность трасс, концентрация потребителей (по тарифным группам, по классу напряжения, по территории и др.). Конечно, в определенной мере обобщения потребителей избежать невозможно, но исключать индивидуальность обобщения



потребителей принципиально недопустимо и в коммерческих, и в технических вопросах. Авторы не приводят в полном изложении эти позиции. Они даются в тексте книги и в выводах по главам, но можно назвать основы адресных принципов расчета нормальных режимов ЭЭС, которые являются достаточно новыми в научном содержании и в программной реализации (это второй раздел книги). Они формулируются следующим образом.

- Научная проблема адресности расчетов режимов ЭЭС актуальна и необходима для более полного и углубленного развития методов расчета нормальных режимов.

- Необходимо разрабатывать алгоритмизацию наиболее характерных задач адресных расчетов. Принципы алгоритмизации достаточно новые по сравнению с теми, которые разработаны ранее, освещены в литературе и реализованы программно. Они включают новые модели и методы информационного обеспечения, моделирование режимов во времени и др.

- Развитие научных и прикладных методов расчета нормальных режимов приводит к необходимости использовать современные компьютерные технологии, без которых углублять теорию управления режимами ЭЭС невозможно.

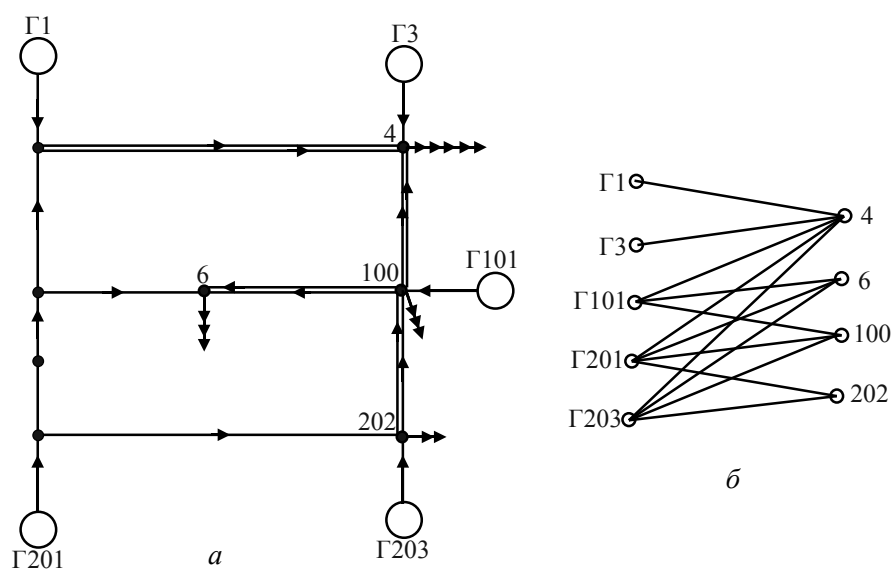
В целом авторы отмечают, что в книге даются начала развития адресных принципов расчета режимов ЭЭС, и не исключают того, что ряд положений может в дальнейшем изменяться.

Авторы надеются, что эти сведения будут полезны для студентов и помогут им развиваться не только по классическим разработкам, но и искать новое в управлении режимами ЭЭС.

Р а з д е л 2

АДРЕСНОСТЬ КАК НОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ РАСЧЕТА НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

*При распределении мощностей генерации между потребителями важно знать долю участия каждой станции в снабжении конкретной нагрузки, потоки мощности, текущие от каждого генератора по ветвям схемы замещения электрической сети, потери мощности, возникающие на пути ее передачи. В качестве ресурса, распределяемого в таких задачах, названных задачами **адресности**, в электроэнергетической системе могут выступать токи, мощности, электроэнергия и стоимость ее производства, стоимость транспорта и потерь электроэнергии, а в трубопроводных сетях – потоки воды, газа, нефти и связанные с ними финансовые показатели.*



Участие станций $\Gamma 1$, $\Gamma 3$, $\Gamma 101$, $\Gamma 201$, $\Gamma 203$ в снабжении нагрузок 4, 6, 100, 202, представленное в виде потоков активной мощности на схеме электрической сети (а) и двудольного графа (б)

Глава 7

АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ АДРЕСНОСТИ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Рассмотрим проблему определения доли участия станций в снабжении конкретной нагрузки и потоков мощности, текущих от каждого генератора по ветвям схемы замещения электрической сети в нагрузочные узлы. Поясним ее на гипотетическом примере. Пусть мощность P_{Γ_i} , вырабатываемая i -м генератором, отмечается каким-либо признаком p_i , позволяющим не смешивать ее с мощностью другого j -го генератора, отмеченной признаком p_j (рис. 7.1).

Если по одному и тому же элементу схемы сети протекает два и более потока, имеющих один и тот же признак, то эти потоки суммируются. На рис. 7.1 узел Γ_1 – генератор потока «черного цвета», Γ_2 –

«белого цвета», в ветви 3-5 происходит суммирование потоков, текущих от генератора Γ_1 . Узлы 4, 5, 6, 7 – нагрузки, для каждой нагрузки можно сказать, от какого генератора они получают мощность. Если признаком, отличающим мощность одного генератора от другого, служит ее цена, то информация о траекториях потоков каждой цены от генератора к нагрузкам определяет: плату за мощность, ответственность за потери в сети, долю участия станций в регулировании частоты и активной мощности и другие важные

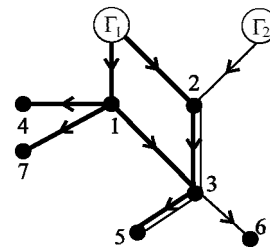


Рис. 7.1. Иллюстрация проблемы адресности

оценки. Поставленная задача называется проблемой адресности, так как показывает, откуда и куда течет вырабатываемая мощность.

Решение проблемы адресности позволяет определить:

- какова доля участия каждой станции в снабжении конкретной нагрузки;
- какие потоки мощности текут от каждого генератора по ветвям схемы замещения электрической сети;
- какие потери возникают при передаче мощности из генераторных узлов в каждый нагрузочный узел.

Эта информация необходима для определения:

- ответственности генераторов и нагрузок за величину потерь в элементах электрической сети;
- платы за транзит мощности;
- оценки ответственности источников и потребителей электроэнергии по соблюдению допустимости режима, т. е. нахождения переменных режима в заданных технологических пределах;
- локальных балансов реактивной мощности;
- узловых цен электроэнергии.

Интерес к исследованию указанных проблем во многом обусловлен развитием рыночных взаимоотношений при функционировании ЭЭС.

Эти задачи могут быть решены на основе матрицы адресности A , каждый элемент которой a_{ij} равен доле участия i -й станции в покрытии j -й нагрузки, как это показано на рис. 7.2, или доле участия i -й станции в перетоке мощности, текущей по j -й связи.

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} \Gamma_1 & \Gamma_2 & \dots & \Gamma_G \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ \dots \\ N \end{matrix} & \begin{pmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & \dots & a_{1G} \\ a_{2,1} & a_{2,2} & \dots & a_{2G} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{N,1} & a_{N,2} & \dots & a_{NG} \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Рис. 7.2. Структура матрицы адресности, связывающей нагрузочные и генераторные узлы электрической сети



Для определения элементов a_{ij} матрицы адресности могут использоваться матричный и графовый алгоритмы. Исходной информацией при этом служат перетоки активной или реактивной мощности, токи в ветвях электрической сети (потоки энергии в заданный промежуток времени), полученные в результате расчета установившегося режима или оценивания состояния ЭЭС.

Проанализируем эти алгоритмы применительно к определению элементов матрицы адресности для потокораспределений активных и реактивных мощностей, вначале при предположении отсутствия потерь мощности в электрической сети, а затем с учетом потерь.

§ 2. МАТРИЧНЫЙ АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ АДРЕСНОСТИ В СЕТИ БЕЗ ПОТЕРЬ

Матричный алгоритм был впервые предложен в работе [40], в его основе лежит оценка долей от втекающей в узел мощности, которые приходятся на мощности, вытекающие из узла. В данном разделе приводится матричный алгоритм, позволяющий получить решение, совпадающее с решением методом [40], но не требующий определения коэффициентов пропорциональности между входящими и выходящими мощностями.

Наиболее просто проиллюстрировать работу матричного алгоритма адресности можно непосредственно на примере электрической сети (рис. 7.3), где стрелками показаны направления перетоков активной мощности в узлах и ветвях, рядом со стрелками указаны значения мощностей.

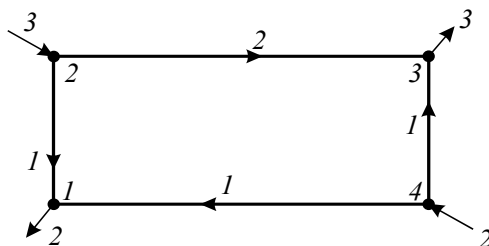


Рис. 7.3. Схема простейшей электрической сети с показанными на ней значениями перетоков активной мощности, мощностей нагрузок (из узла) и генераций (в узел)

Узлы 2 и 4 являются генераторными, а узлы 1 и 3 – нагрузочными. Перетоки мощности, текущие от каждого генератора, в этой схеме не смешиваются, что позволяет легко проверить правильность выполняемых вычислений.

Первый закон Кирхгофа для всех узлов такой сети может быть записан в виде

$$MP_{\text{вет}}I = (P_{\Gamma} - P_{\text{нагр}})I, \quad (7.1)$$

где M – первая матрица инцидентий, число узлов n и столбцов m которой равны числу узлов n и ветвей m в графе сети: элемент m_{ij} равен +1, если переток ветви j вытекает из узла i , и –1, если переток ветви j втекает в узел i ; элемент m_{ij} равен 0, если ветвь j не связана с узлом i ; $P_{\text{вет}}$, P_{Γ} , $P_{\text{нагр}}$ – диагональные матрицы активных мощностей перетоков ветвей, мощностей генераций и нагрузок; I – вектор-столбец, все элементы которого равны единице.

Для потокораспределения, показанного на схеме рис. 7.3, уравнение (7.1) будет иметь вид

$$\begin{aligned} & \begin{matrix} & M & & P_{\text{вет}} & & I \\ & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 \end{matrix} \\ & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 & & & \\ & 2 & & \\ & & 1 & \\ & & & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} = \\ & \begin{matrix} & P_{\Gamma} & & P_{\text{нагр}} & & I \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ & = \begin{bmatrix} \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 3 & & \\ & & 0 & \\ & & & 2 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix}. \quad (7.2) \end{aligned}$$



Умножим первую матрицу инцидентий на диагональную матрицу перетоков ветвей

$$\begin{matrix} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 & & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} 1 & & & \\ & 2 & & \\ & & 1 & \\ & & & 1 \end{pmatrix} & = & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.3)$$

Преобразуем в общем случае прямоугольную матрицу $MP_{\text{вет}}$ в квадратную матрицу, число строк и столбцов которой равно числу узлов в схеме сети. Квадратная матрица может быть получена сложением столбцов матрицы $MP_{\text{вет}}$, соответствующих ветвям схемы сети, инцидентным одному и тому же узлу

$$\begin{matrix} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 & & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} & = & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 2 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.4)$$

Перепишем уравнение (7.1) в виде

$$(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})I = P_{\Gamma}I. \quad (7.5)$$

Для рассматриваемого числового примера выражение (7.5) будет иметь вид

$$\begin{matrix} & MP_{\text{вет}} & & P_{\text{нагр}} \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{bmatrix} & \begin{pmatrix} 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 2 \end{pmatrix} & + & \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} & \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} & = & \end{matrix}$$

$$\begin{aligned}
 & \begin{matrix} (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}}) & P_{\Gamma} \\ \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \end{matrix} \\
 & = \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} \begin{pmatrix} 2 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & 3 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} = \begin{matrix} \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 3 & & \\ & & 0 & \\ & & & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.6)
 \end{aligned}$$

Положительные диагональные элементы матрицы $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})$ соответствуют мощности, поступающей в связанные с ними узлы. Отрицательные элементы столбцов матрицы равны мощности, передаваемой из узла, соответствующего положительному элементу столбца, в смежные узлы. В этом примере мощность, поступающая в узлы 1 и 3, используется нагрузкой, поэтому отрицательные элементы в столбцах 1 и 3 матрицы $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})$ отсутствуют.

Матрица $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})$ может быть построена непосредственно по потокораспределению в электрической сети.

Дальнейшая трансформация выражения (7.5) имеет вид

$$I = (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1} P_{\Gamma} I = AI, \quad (7.7)$$

откуда следует выражение для элементов матрицы адресности A , определяющих долю от мощности генераторных узлов, которую получают нагрузочные узлы

$$A = (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1} P_{\Gamma}.$$

Для рассматриваемого примера матрица адресности имеет вид

$$\begin{aligned}
 & \begin{matrix} (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1} & P_{\Gamma} \\ & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \end{matrix} \\
 & A = \begin{matrix} \begin{pmatrix} 0,5 & 0,1667 & 0 & 0,25 \\ 0 & 0,3333 & 0 & 0 \\ 0 & 0,2222 & 0,33 & 0,1667 \\ 0 & 0 & 0 & 0,5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ 3 \\ 0 \\ 2 \end{pmatrix} \end{matrix} =
 \end{aligned}$$



$$= \begin{matrix} & \Gamma_2 & & \Gamma_4 \\ \begin{matrix} 1 \\ 3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 0,5 & 0 & 0,5 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,666 & 0 & 0,333 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.8)$$

Первая и третья строки матрицы A соответствуют нагрузочным узлам, а второй и третий столбцы – генераторным узлам. Элементы матрицы адресности, расположенные на пересечении строк, соответствующих нагрузочным узлам, и столбцов, связанных с генераторными узлами, позволяют определить коэффициенты адресности, показывающие долю мощности нагрузочного узла, которую он получает из генераторного узла. Так, нагрузочный узел с номером 1 получает 0,5 мощности из второго генераторного узла и 0,5 мощности из четвертого генераторного узла. Нагрузочный узел с номером 3 получает из второго и четвертого генераторного узла соответственно 0.666 и 0.333 мощности.

Для определения мощности, которую нагрузочные узлы получают из генераторных узлов $P_{\text{нагр } \Gamma}$, необходимо умножить матрицу адресности на матрицу $P_{\text{нагр}}$, что для рассматриваемого примера будет иметь вид

$$P_{\text{нагр } \Gamma} = P_{\text{нагр}} A = \begin{matrix} & & & & \Gamma_2 & & \Gamma_4 \\ \begin{matrix} 1 \\ 3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} 0 & 0,5 & 0 & 0,5 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,666 & 0 & 0,333 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix} =$$

$$= \begin{matrix} & \Gamma_2 & & \Gamma_4 \\ \begin{matrix} 1 \\ 3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.9)$$

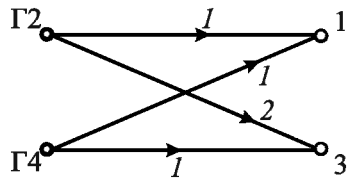


Рис. 7.4. Адресность передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные узлы

Из (7.9) следует, что первый и третий нагрузочные узлы получают из второго генераторного узла соответственно одну и две единицы активной мощности, а из четвертого генераторного узла – по одной единице активной мощности.

Адресность передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные узлы может быть представлена в виде двудольного графа, узлы одного типа которого являются генераторными, а другого – нагрузочными, как это показано на рис. 7.4.

Проиллюстрируем работу предложенного матричного алгоритма адресности на примере используемой в работе [40] тестовой сети, на которой показано потокораспределение активной мощности (рис. 7.5).

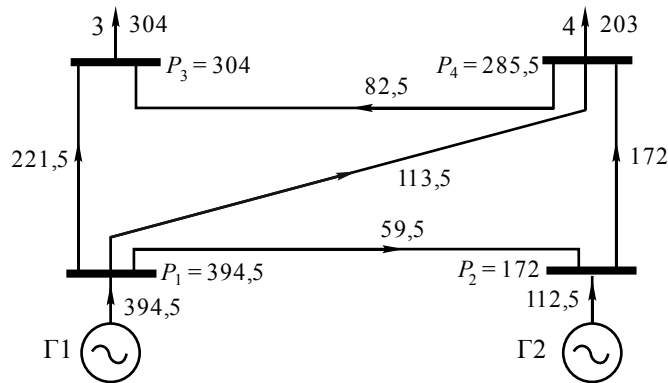


Рис. 7.5. Потокораспределение активной мощности для тестовой сети

Матрицы $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})$, $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1}$, A , $P_{\text{нагр}} \Gamma$ для потокораспределения, показанного на рис. 7.5, будут иметь вид

$$(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}}) = \begin{pmatrix} 394,5 & 0 & 0 & 0 \\ -59,5 & 172 & 0 & 0 \\ -221,5 & 0 & 304 & -82,5 \\ -113,5 & -172 & 0 & 285,5 \end{pmatrix}. \quad (7.10)$$

$$(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1} = \begin{pmatrix} 0,0025 & 0 & 0 & 0 \\ 0,0009 & 0,0058 & 0 & 0 \\ 0,0023 & 0,0010 & 0,0033 & 0,0010 \\ 0,0025 & 0,0035 & 0 & 0,0035 \end{pmatrix}. \quad (7.11)$$

$$A = \begin{pmatrix} 0,0025 & 0 & 0 & 0 \\ 0,0009 & 0,0058 & 0 & 0 \\ 0,0023 & 0,0010 & 0,0033 & 0,0010 \\ 0,0015 & 0,0035 & 0 & 0,0035 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 394,5 \\ 112,5 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 1,000 & 0 & 0 & 0 \\ 0,3459 & 0,6541 & 0 & 0 \\ 0,8931 & 0,1069 & 0 & 0 \\ 0,6060 & 0,3940 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (7.12)$$

$$P_{\text{нагр}} \Gamma = P_{\text{нагр}} A = \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 0 & & \\ & & 304 & \\ & & & 203 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1,000 & 0 & 0 & 0 \\ 0,3459 & 0,6541 & 0 & 0 \\ 0,8931 & 0,1069 & 0 & 0 \\ 0,6060 & 0,3940 & 0 & 0 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{matrix} & \Gamma_1 & & \Gamma_2 \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 271,4912 & 32,5088 & 0 & 0 \\ 123,0088 & 79,9912 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix}. \quad (7.13)$$

Полученный результат распределения мощностей генераторов в первом и втором узле между третьим и четвертым нагрузочным узлом совпадает с результатом, приведенным в работе [40].

Для определения мощностей, текущих по ветвям от каждого генератора, сформируем на основе элементов первого и второго

столбца матрицы A диагональные матрицы $A1$, $A2$ и умножим матрицу $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})$ на каждую из них:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{вет } \Gamma 1} &= (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})A1 = \\
 &= \begin{pmatrix} 394,5 & 0 & 0 & 0 \\ -59,5 & 172 & 0 & 0 \\ -221,5 & 0 & 304 & -82,5 \\ -113,5 & -172 & 0 & 285,5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1,0 & & & \\ & 0,3459 & & \\ & & 0,8931 & \\ & & & 0,6060 \end{pmatrix} = \\
 &= \begin{pmatrix} 394,5 & 0 & 0 & 0 \\ -59,5 & 59,5000 & 0 & 0 \\ -221,5 & 0 & 271,4912 & -49,9912 \\ -113,5 & -59,5000 & 0 & 173 \end{pmatrix}. \quad (7.14)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{\text{вет } \Gamma 2} &= (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})A2 = \\
 &= \begin{pmatrix} 394,5 & 0 & 0 & 0 \\ -59,5 & 172 & 0 & 0 \\ -221,5 & 0 & 304 & -82,5 \\ -113,5 & -172 & 0 & 285,5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 0,6541 & & \\ & & 0,1069 & \\ & & & 0,3940 \end{pmatrix} = \\
 &= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 112,50 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 32,5088 & -32,5088 \\ 0 & -112,50 & 0 & 112,5000 \end{pmatrix}. \quad (7.15)
 \end{aligned}$$

Полученная декомпозиция потокораспределения для тестовой схемы [40] представлена на рис. 7.6, на котором показаны перетоки, текущие из первого и второго генераторного узла в третий и четвертый нагрузочные узлы.

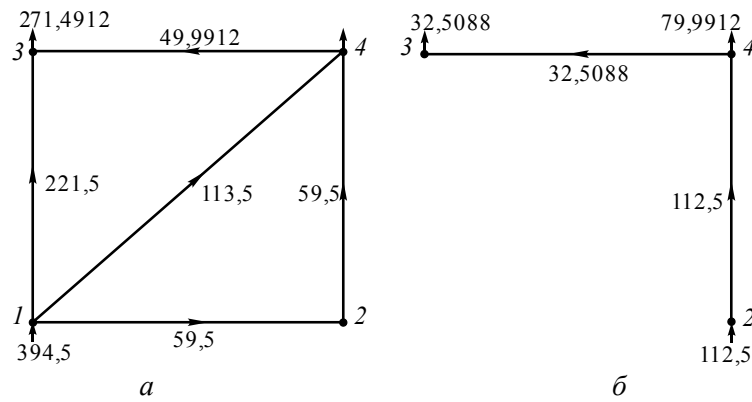


Рис. 7.6. Перетоки мощности, текущие по ветвям тестовой сети рис. 7.5 в нагрузочные узлы от первого (а) и второго генератора (б)

Отметим некоторые особые случаи, с которыми можно встретиться в процессе работы алгоритма адресности (рис. 7.7).

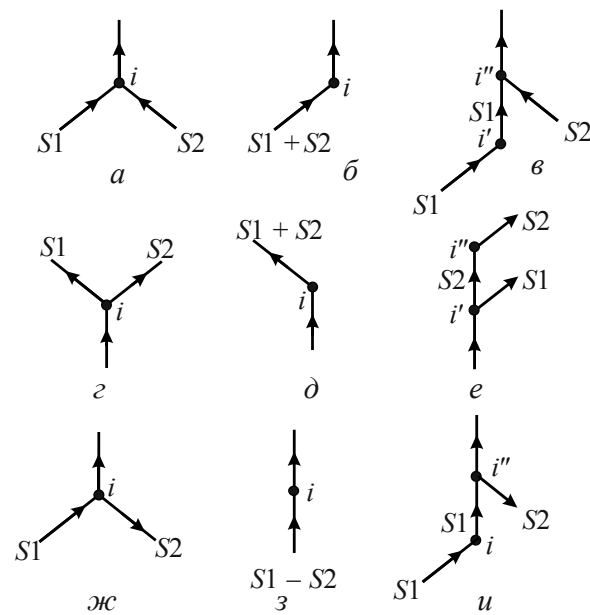


Рис. 7.7. Представление мощностей генерации и нагрузки в алгоритмах адресности

1. При наличии в узле i двух генераторов (источников мощности) (рис. 7.7, а) они могут быть либо объединены в один источник (рис. 7.7, б), либо представлены двумя источниками, объединенными связью без потерь $i'' - i''$ (рис. 7.7, в).

2. При наличии в узле i двух нагрузок (рис. 7.7, г) они могут быть либо объединены в одну нагрузку (рис. 7.7, д), либо представлены двумя нагрузками, объединенными связью без потерь $i' - i''$ (рис. 7.7, е).

3. При наличии в узле i нагрузки и генерации (рис. 7.7, ж) они могут быть либо объединены суммарной мощностью (рис. 7.7, з), либо представлены нагрузкой, объединенной связью без потерь $i' - i''$ с генерацией (рис. 7.7, и).

§ 3. РАБОТА АЛГОРИТМА АДРЕСНОСТИ ПРИ НАЛИЧИИ В КОНТУРАХ ЦИРКУЛИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Для потокораспределения, полученного в результате решения проблемы оценивания состояния или при расчете по заданным значениям нагрузок, в хорошо спроектированной системе не должно возникать циркулирующих в контурах мощностей. В сети без управляющих устройств активные мощности текут из узла с большей фазой в узлы с меньшей фазой, а реактивные мощности из узла с более высоким напряжением – в узел с меньшим напряжением.

Перетоки активной мощности, текущие в обратном направлении, могут возникать в связях, соответствующих, например, фазоповоротным устройствам, а реактивной мощности – в трансформаторных связях.

В [33] приводятся две леммы, определяющие условия отсутствия мощностей, циркулирующих в контурах электрической сети.

Первая лемма утверждает, что для потокораспределения без потерь, не содержащего циклов, должна существовать, по крайней мере, одна точка потоко-раздела, соответствующая источнику.

Вторая лемма утверждает, что для такого же потокораспределения должна существовать, по крайней мере, одна точка потоко-раздела, соответствующая нагрузке.

В схеме, показанной на рис. 7.3, точками потоко-раздела с генерацией активной мощности являются узлы 2 и 4, а с нагрузками –



узлы 1 и 3, в схеме рис. 7.5 точка потокоораздела с генерацией – узел 1, с нагрузкой – узел 3. На рис. 7.8 показано, что после разделения этих схем по точкам потокоораздела для нагрузок и генераций они распадаются на подсистемы деревьев. Если последовательно исключать висячие связи таких подсистем, то все связи будут исключены.

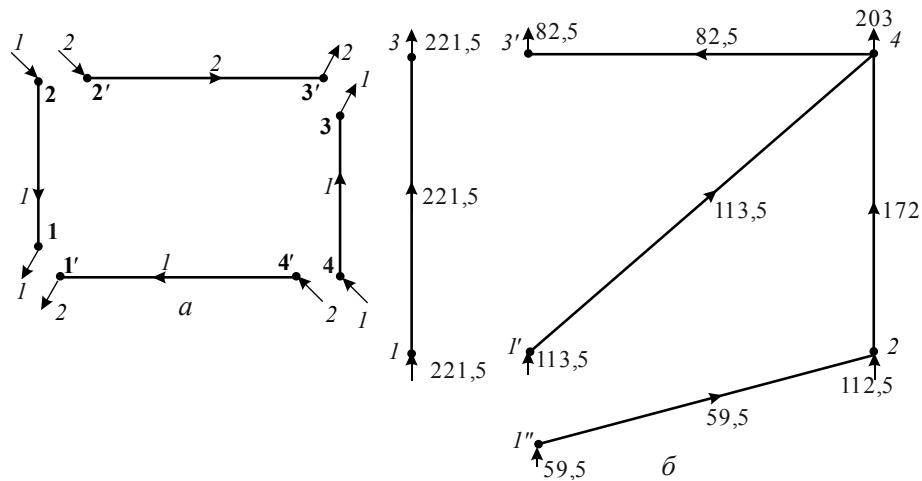


Рис. 7.8. Декомпозиция потокооразделения по точкам потокоораздела для схемы рис. 7.3, а и 7.5, б

В схеме [33], показанной на рис. 7.9, точками потокоораздела с генерацией является узел 6, а точкой потокоораздела с нагрузкой – узел 3. После удаления смежных этим узлам связей будет выделен контур 1-2-5-4-1 с циркулирующей в нем мощностью.

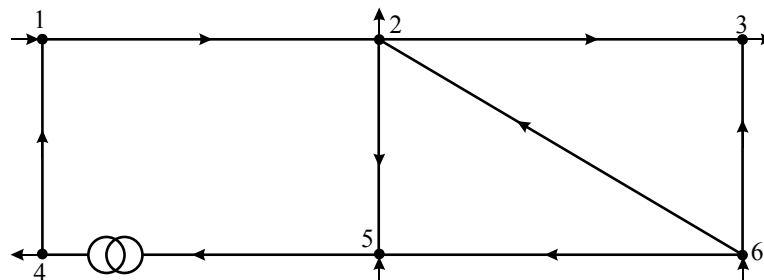


Рис. 7.9. Схема электрической сети с циркулирующей в контуре мощностью

Графовый алгоритм проверки существования в электрической сети циркулирующей мощности включает следующие пункты.

1. По заданному потокораспределению определяются направления перетоков мощности в связях электрической сети.

2. Формируется первая матрица инцидентий с учетом ориентации связей.

3. Если в строке матрицы инцидентий стоят только 0 и -1 , она соответствует узлу потокораздела с нагрузкой.

4. Если в строке матрицы инцидентий стоят только 0 и 1, она соответствует узлу потокораздела с генерацией.

5. Проводится корректировка элементов матрицы, соответствующая исключению из графа сети связей, инцидентных узлам потокораздела с нагрузкой и с генерацией.

6. Выполнение пунктов 4 и 5 алгоритма продолжается, пока можно будет выделить новые узлы потокораздела.

Если после окончания работы алгоритма все элементы матрицы инцидентий равны 0, то циклы в контурах отсутствуют, иначе по ненулевым элементам матрицы выделяется контур или контуры, в которых имеется циркулирующая мощность.

Для схемы рис. 7.9 первая матрица инцидентий имеет вид, приведенный на рис. 7.10, а. Анализ элементов строк матрицы указывает на наличие нагрузочного узла 3 и генераторного узла 6, являющихся узлами потокоразделов мощности. После удаления связей, инцидентных этим узлам, анализ матрицы инцидентий (рис. 7.10, б) показывает, что новых узлов потокораздела не появилось и что в контуре 1-2-5-4-1 имеется циркулирующая мощность.

	1	2	2	4	5	6	6	6
	2	3	5	1	4	2	3	5

1	1			-1				
2	-1	1	1		-1			
3		-1					-1	
4				1	-1			
5			-1		1			-1
6						1	1	1

a

	1	2	4	5
	2	5	1	4

1	1		-1				
2	-1		1				
3							
4				1	-1		
5			-1		1		
6							

$\tilde{b}$

Рис. 7.10. Первая матрица инцидентий для исходной схемы (а) и после удаления связей, инцидентных узлам потокораздела с генерацией и нагрузкой (б)



Если в контур рис. 7.3 ввести направленную по часовой стрелке циркулирующую мощность, равную двум условным единицам мощности, то в результате работы матричного алгоритма адресности будет получен результат, показанный на двудольном графе (рис. 7.11). Корректировка перетоков мощности в ветвях рис. 7.3 введением циркулирующей мощности изменяет картину адресности.

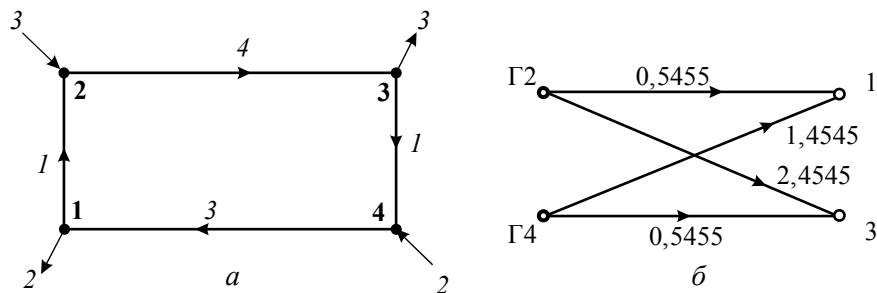


Рис. 7.11. Потокораспределение в сети (рис. 7.2) при введении циркулирующей в контуре мощности (а) и полученная матричным методом адресность передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные (б)

Если результат решения задачи адресности перетоков использовать, например, для определения стоимости полученной нагрузками электроэнергии при предположении, что цена электроэнергии, поставляемой вторым и четвертым генераторами соответственно, равна одной и двум условным единицам, то распределение суммарной стоимости электроэнергии между нагрузками до и после введения циркулирующей мощности изменится. Для первой нагрузки стоимость увеличится, а для второй – уменьшится.

Для первой нагрузки (рис. 7.3) $1 \cdot 1 + 2 \cdot 1 = 3$, а для рис. 7.11 $1 \cdot 0,5455 + 2 \cdot 1,4545 = 3,4545$.

Для третьей нагрузки (рис. 7.3) $1 \cdot 2 + 2 \cdot 1 = 4$, а для рис. 7.11 $1 \cdot 2,4545 + 2 \cdot 0,5455 = 3,5455$.

§ 4. ГРАФОВЫЙ АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ АДРЕСНОСТИ В СЕТИ БЕЗ ПОТЕРЬ

Другая возможность определить мощность, которую нагрузочные узлы получают из генераторных узлов, заключается в использовании графового алгоритма адресности. В его основе лежит определение относительных перетоков и относительных нагрузок [40].

Относительный переток $\overline{P}_{ij}$ определяется как отношение перетока мощности в ветви P_{ij} к суммарной мощности, поступающей в начальный узел ветви $P_{i\Sigma}$ (рис. 7.12):

$$\overline{P}_{ij} = P_{ij} / P_{i\Sigma}, \quad (7.16)$$

Относительная нагрузка $\overline{P}_{\text{нагр}i}$ равна отношению мощности нагрузки $P_{\text{нагр}i}$ в узле к суммарной мощности, поступающей в нагрузочный узел $P_{i\Sigma}$ (рис. 7.12):

$$\overline{P}_{\text{нагр}i} = P_{\text{нагр}i} / P_{i\Sigma}. \quad (7.17)$$

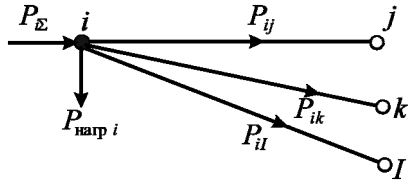


Рис. 7.12. Определение относительного перетока и относительной нагрузки

В основе построения матрицы адресности лежит поиск путей на ориентированном графе, ориентация ветвей которого совпадает с ориентацией потоков мощности в ветвях [32].

Если определен путь на графе из генераторного узла i в нагрузочный узел j в направлении ориентации потоков мощности, то доля a_{ij} мощности, передаваемой из узла i в узел j , будет

$$a_{ij} = \overline{P}_j \prod_{k=1}^K \overline{P}_k, \quad (7.18)$$

где $\overline{P}_j$ – относительная нагрузка узла j ; $\prod_{k=1}^K \overline{P}_k$ – произведение относительных перетоков ветвей, по которым проходит путь, число ветвей в пути равно K .

Проиллюстрируем работу графового алгоритма адресности на конкретных примерах [18].

Начнем с примера сети, показанной на рис. 7.13, *а, б*, где два генератора Г1 и Г2 снабжают мощностью три нагрузки нагр 1, нагр 2, нагр 3. Рассматриваются два варианта значений генераций в узлах при неизменности величин нагрузок. Значения нагрузок, генераций и распределения активных мощностей показаны на рис. 7.13, *а, б*.

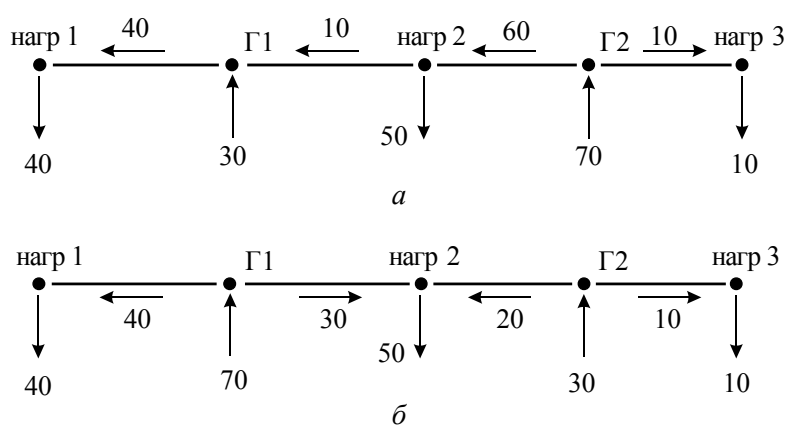


Рис. 7.13. Варианты распределения мощностей генераций между нагрузками

Рассмотрим первый вариант (рис. 7.13, *а*). Определим относительные значения нагрузок узлов. Для нагрузки 1 это значение равно $40/40$, для нагрузки 2 – $50/60$, для нагрузки 3 – $10/10$.

Построение матрицы адресности для такой схемы базируется на простых рассуждениях:

- доля мощности, поступающей от генератора Г1 в нагрузку 1 и доставляемой перетоком $P_{Г1\text{нагр}1}$, определяется как произведение относительного значения нагрузки 1 на относительное значение перетока в ветви Г1-нагр 1, т. е. как $40/40 \times 40/40 = 1$;
- доля генерации Г1 в снабжении нагрузок 2 и 3 равна нулю;
- доля мощности, поступающей от генератора Г2 в нагрузку 3 и доставляемой перетоком $P_{Г2\text{нагр}3}$, определяется как произведение относительного значения нагрузки 3 на относительное значение перетока мощности ветви Г2-нагр 3, т. е. как $10/10 \times 10/70 = 1/7$;

- доля мощности, поступающей от генератора Г2 в нагрузку 2 и доставляемой перетоком $P_{Г2 \text{ нагр} 2}$, определяется как умноженное на относительное значение нагрузки 2 отношения перетока ветви Г2-нагр 2 к суммарной мощности, вытекающей из узла Г2, т. е. как $50 / 60 \times 60 / 70 = 5 / 7$;

- доля мощности, поступающей от генератора Г2 в нагрузку 1 и доставляемой тремя перетоками 1- $P_{Г2 \text{ нагр} 2}$, 2- $P_{\text{нагр} 2 \text{ Г} 1}$, 3- $P_{Г1 \text{ нагр} 1}$, определяется как произведение трех относительных перетоков, умноженное на относительное значение мощности нагрузки 1, $40 / 40 \times (40 / 40 \times 10 / 60 \times 60 / 70) = 1 / 7$.

Проведенный анализ позволяет сформировать матрицу адресности для рассматриваемого примера, элементы которой показывают, какую долю от мощности генераторного узла получает каждый нагрузочный узел:

$$A = \begin{matrix} & \begin{pmatrix} \text{Г1} & \text{Г2} \end{pmatrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 1/7 \\ 0 & 5/7 \\ 0 & 1/7 \end{pmatrix} \end{matrix}. \quad (7.19)$$

Следует обратить внимание на то, что в отличие от графового алгоритма адресности в матричном алгоритме элементы матрицы адресности определяют долю от мощности нагрузочного узла, которую нагрузочный узел получает из генераторного узла.

Умножая полученную матрицу на вектор мощностей генераторных узлов

$$P_{Г} = \begin{pmatrix} 30 \\ 70 \end{pmatrix}, \quad (7.20)$$

имеем

$$P_{\text{нагр}} = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{matrix} & \begin{pmatrix} \text{Г1} & \text{Г2} \end{pmatrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 1/7 \\ 0 & 5/7 \\ 0 & 1/7 \end{pmatrix} \end{matrix} \begin{pmatrix} 30 \\ 70 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 30 + 10 \\ 0 + 50 \\ 0 + 10 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 40 \\ 50 \\ 10 \end{pmatrix}. \quad (7.21)$$



Слагаемые, записанные в предпоследнем столбце (7.21), соответствуют доле генерации, поступающей из генераторных узлов в нагрузочные узлы. Схематично это показано на двудольном графе (рис. 7.14).

Для второго варианта данных (рис. 7.13, б) относительные значения нагрузок узлов и относительные перетоки мощности ветвей будут равны:

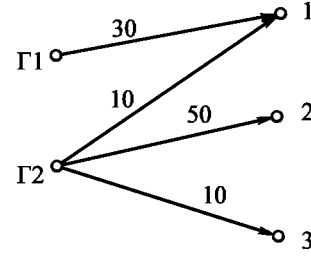


Рис. 7.14. Мощности генераций, поставляемые в нагрузочные узлы для схемы рис. 7.13, а

$$\bar{P}_{\text{нагр}} = \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} \begin{pmatrix} 40/40 \\ 50/50 \\ 10/10 \end{pmatrix}, \quad (7.22)$$

$$\bar{P}_{ij} = \begin{matrix} \Gamma 1-1 \\ \Gamma 1-2 \\ \Gamma 2-2 \\ \Gamma 2-3 \end{matrix} \begin{pmatrix} 40/70 \\ 30/70 \\ 20/30 \\ 10/30 \end{pmatrix}. \quad (7.23)$$

Матрицу адресности можно представить в виде

$$A = \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} \begin{pmatrix} \Gamma 1 & \vdots & \Gamma 2 \\ 40/40 \times 40/70 & \vdots & 0 \\ 50/50 \times 30/70 & \vdots & 50/50 \times 20/30 \\ 0 & \vdots & 10/10 \times 10/30 \end{pmatrix} = \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} \begin{pmatrix} \Gamma 1 & \Gamma 2 \\ 4/7 & 0 \\ 3/7 & 2/3 \\ 0 & 1/3 \end{pmatrix}. \quad (7.24)$$

После умножения полученной матрицы адресности на вектор мощностей генераторных узлов получим доли участия генераторов в снабжении нагрузок, что схематически показано на рис. 7.15.

$$P_{\text{нагр}} = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} \begin{pmatrix} \Gamma 1 & \Gamma 2 \\ 4/7 & 0 \\ 3/7 & 2/3 \\ 0 & 1/3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 70 \\ 30 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 40 + 0 \\ 30 + 20 \\ 0 + 10 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 40 \\ 50 \\ 10 \end{pmatrix}. \quad (7.25)$$

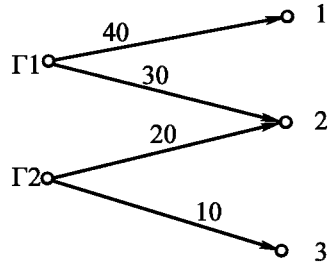


Рис. 7.15. Мощности генераций, поставляемые в нагрузочные узлы для схемы рис. 7.13, б

Продолжим анализ примеров и перейдем к рассмотрению показанной на рис. 7.16 сети, содержащей контур.

Векторы относительных значений нагрузок узлов и относительных перетоков мощностей ветвей для такой сети будут равны

$$\bar{P}_{\text{нагр}} = 2 \begin{pmatrix} 1(40/40) \\ 50/50 \\ 3(10/30) \end{pmatrix}, \quad (7.26)$$

$$\bar{P}_{ij} = \begin{pmatrix} \Gamma 1-1(20/30) \\ \Gamma 1-2(10/30) \\ \Gamma 2-2(40/70) \\ \Gamma 2-3(30/70) \\ 3-1(20/30) \end{pmatrix}. \quad (7.27)$$

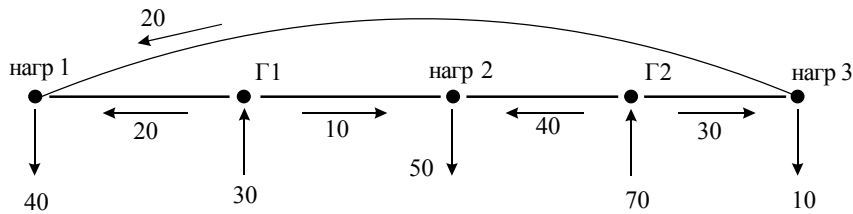


Рис. 7.16. Распределение мощностей в сети, содержащей контур

Матрица адресности для схемы рис. 1.16 будет иметь вид

$$A_d = \begin{pmatrix} 1 & \Gamma 1 & \vdots & \Gamma 2 \\ 2 & 40/40 \times 20/30 & 40/40 \times 20/30 \times 30/70 \\ 3 & 50/50 \times 10/30 & 50/50 \times 40/70 \\ & 0 & \vdots & 10/30 \times 30/70 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & \Gamma 1 & \Gamma 2 \\ 2 & 2/3 & 2/7 \\ 3 & 1/3 & 4/7 \\ & 0 & 1/7 \end{pmatrix}, \quad (7.28)$$



а распределение генераций по нагрузочным узлам определится как

$$P_{\text{нагр}} = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Gamma 1 & \Gamma 2 \\ 2/3 & 2/7 \\ 1/3 & 4/7 \\ 0 & 1/7 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 30 \\ 70 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 20+20 \\ 10+40 \\ 0+10 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 40 \\ 50 \\ 10 \end{pmatrix}. \quad (7.29)$$

Схематически это может быть представлено в виде двудольного графа, как на рис. 7.17.

Наконец, покажем, как строится матрица адресности для сети, содержащей три контура (рис. 7.18).

Векторы относительных значений нагрузок узлов и относительных перетоков мощности ветвей для случая трехконтурной сети будут равны

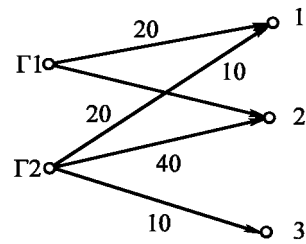


Рис. 7.17. Распределение генераций между нагрузками для схемы рис. 7.16

$$\bar{P}_{\text{нагр}} = \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 40/45 \\ 50/50 \\ 10/17 \end{pmatrix}, \quad (7.30)$$

$$\bar{P}_{ij} = \begin{pmatrix} \Gamma 1-1 \\ \Gamma 1-2 \\ \Gamma 2-2 \\ \Gamma 2-3 \\ 3-1 \\ \Gamma 2-1 \\ 1-2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 13/30 \\ 17/30 \\ 28/70 \\ 17/70 \\ 7/17 \\ 25/70 \\ 5/45 \end{pmatrix}. \quad (7.31)$$

При определении матрицы адресности следует обратить внимание на то обстоятельство, что существует два пути от генератора Γ1 в нагрузку 2:

- Γ1-нагр 2 и Γ1-нагр 1-нагр 2,

а для генератора Γ2 – три пути в нагрузку 2:

- Γ2-нагр 2, Γ2-нагр 3-нагр 1-нагр 2, Γ2-нагр 1-нагр 2.

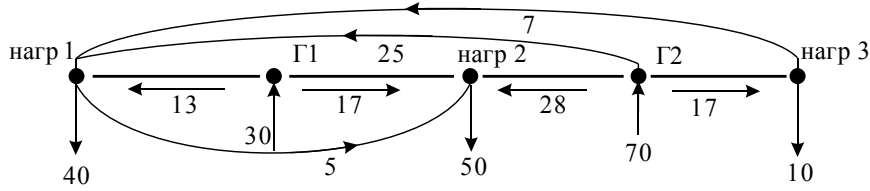


Рис. 7.18. Распределение мощности в графе, содержащем три контура

Значение элемента матрицы адресности, связанного с S путями из узла i в узел j , при наличии нескольких таких путей будет иметь вид

$$a_{ij} = \overline{P_j} \sum_{s=1}^S \prod_{k=1}^{K^s} \overline{P_k}, \quad (7.32)$$

где K^s – число ветвей на пути S .

Матрица адресности для схемы рис. 7.18 будет иметь вид

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \begin{matrix} \text{Г1} & \vdots & \text{Г2} \end{matrix} \\ 2 & \begin{matrix} 40/45 \times 13/30 & \vdots & 40/45 \times (25/70 + 17/70 \times 7/17) \\ 50/50 \times (17/30 + 13/30 \times 5/45) & \vdots & 50/50 (28/70 + 17/70 \times 7/17 \times 5/45 + 25/70 \times 5/45) \end{matrix} \\ 3 & \begin{matrix} 0 & \vdots & 10/17 \times 17/70 \end{matrix} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & \begin{matrix} \text{Г1} & \vdots & \text{Г2} \end{matrix} \\ 2 & \begin{matrix} 52/135 & \vdots & 128/315 \\ 166/270 & \vdots & 994/2205 \end{matrix} \\ 3 & \begin{matrix} 0 & \vdots & 1/7 \end{matrix} \end{pmatrix} \quad (7.33)$$

Доля участия генераторов в снабжении нагрузок, показанная схематически на рис. 7.19, определяется как

$$P_{\text{нагр}} = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \text{Г1} & \vdots & \text{Г2} \\ 52/135 & \vdots & 128/315 \\ 166/270 & \vdots & 994/2205 \\ 0 & \vdots & 1/7 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 30 \\ 70 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 11,555 + 28,444 \\ 18,444 + 31,555 \\ 0 + 10 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 40 \\ 50 \\ 10 \end{pmatrix}. \quad (7.34)$$



Рассмотренные примеры показывают, что единственной проблемой при построении матрицы адресности является определение всех путей от каждого генераторного узла к каждой нагрузке. Для ее решения можно выбрать один из разработанных в теории графов алгоритмов поиска путей между заданными узлами на ориентированном графе или разработать на базе известных методов новый алгоритм.

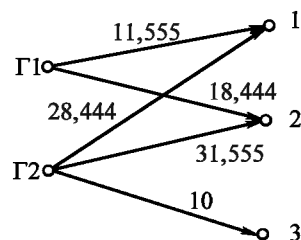


Рис. 7.19. Доля мощности генераторов, поставляемая в нагрузочные узлы для схемы рис. 7.18

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДРЕСНОСТИ ПОСТАВОК И АДРЕСНОСТИ ПОТЕРЬ В СЕТИ С ПОТЕРЯМИ

Метод вычисления потерь

Если для задачи потокораспределения решение проблемы адресности является однозначным, то для задачи адресности потерь мощности на пути ее передачи от генераторного узла в нагрузочный узел или потерь мощности в ветви, связанных с перетоком ветви от конкретного генератора, однозначного решения получено не было. В [34] отмечается, что для распределения потерь используются такие методы, как метод пропорциональных долей (pro-rata), метод прироста потерь, метод пропорциональных частей, а также формула потерь и пропорциональные двусторонние соглашения. В методе прироста потерь решение зависит от выбора базисного узла, кроме того, сумма получающихся потерь обычно превышает истинные потери в сети. Остальные методы требуют введения соглашений о распределении потерь в ветвях и дают несовпадающие результаты, из которых проблематично выбрать лучший. Проблема разделения потерь в ветви между перетоками в этой ветви от различных генераторов или одного и того же генератора рассмотрена и в работе [35]. Недостаток, связанный с принятием соглашения о разделении потерь, присущ и методам, предложенным в [36, 37]. Рассмотрим принцип определения потерь мощности, возникающих на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные узлы, при использовании метода адресности.

Пусть определены n компонентов перетока S_l ветви l , т. е.

$$S_l = \sum_{i=1}^n S_{l_i}, \quad (7.35)$$

где S_{l_i} – доля i -го генератора в перетоке S_l . Тогда потери активной мощности в l -й ветви, имеющей сопротивление r_l , могут быть записаны как

$$\Delta P_l = S_l^2 \frac{r_l}{U_l^2}, \quad (7.36)$$

где U_l – среднее напряжение ветви l . С учетом (7.35) получим

$$\Delta P_l = \left(\sum_{i=1}^n S_{l_i} \right)^2 \frac{r_l}{U_l^2} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{l_i}^2}{U_l^2} r_l + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n S_{l_i} S_{l_j} \frac{r_l}{U_l^2} = \Delta P_{l1} + \Delta P_{l2}, \quad (7.37)$$

где ΔP_{l1} – собственные потери от i -го генератора, а ΔP_{l2} – взаимные потери [37]. Проблема состоит как раз в разделении взаимных потерь, для чего и предлагается множество методов, основанных на тех или иных соглашениях об их разделении.

Если же для определения потерь мощности в ветви l используется разность перетока начала и конца связи [19, 20]

$$\Delta P_l = P_{l_{\text{нач}}} - P_{l_{\text{кон}}}, \quad (7.38)$$

то сумма потерь от n перетоков будет равна истинным потерям мощности в этой ветви:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{li} = \sum_{i=1}^n P_{li_{\text{нач}}} - P_{li_{\text{кон}}} = \Delta P_l. \quad (7.39)$$

При этом не требуется заключать никаких соглашений по распределению потерь мощности в ветвях электрической сети, достаточно только знать перетоки начала и конца ветвей, текущие от каждого генератора. Покажем, как проблема определения адресности потерь может быть решена матричным и графовым алгоритмами адресности.



Матричный алгоритм

На рис. 7.20 показана схема сети, совпадающая со схемой рис. 7.3, рассматривавшейся в матричном алгоритме, но с потерями. Рядом с ветвями показаны значения перетоков мощностей начала и концов ветвей, отличающихся на величину потерь, которые для простоты для всех ветвей приняты равными единице.

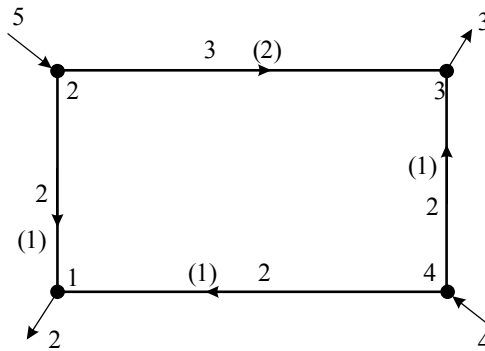


Рис. 7.20. Схема электрической сети с показанными на ней значениями перетоков активной мощности в начале и в конце связей (в скобках) и мощностей нагрузок и генераций

Покажем вначале, как с помощью матричного алгоритма можно определить мощность, передаваемую из каждого генераторного узла в каждый нагрузочный узел.

При записи первого закона Кирхгофа, аналогичной (7.2), для решения поставленной задачи матрица инцидентий M умножается на значения перетоков мощности в начале ветвей $P_{\text{вет}}$

$$\begin{matrix} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 3 & & \\ & & 2 & \\ & & & 2 \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} =
 \end{matrix}$$



$$= \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 \\ 0 & & & \\ & 5 & & \\ & & 0 & \\ & & & 4 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 \\ 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (7.40)$$

Выражениям (7.3) и (7.4) соответствуют следующие матричные преобразования:

$$\begin{matrix} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 & & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} & \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 3 & & \\ & & 2 & \\ & & & 2 \end{pmatrix} & = & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -2 & 0 & 0 & -2 \\ 2 & 2 & 3 & 0 \\ 0 & -3 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 2 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.41)$$

$$\begin{matrix} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 & & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -2 & 0 & 0 & -2 \\ 2 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & -3 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 2 \end{pmatrix} & = & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & -2 & 0 & -2 \\ 0 & 5 & 0 & 0 \\ 0 & -3 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 0 & 4 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (7.42)$$

Выражение (7.5) может быть записано как

$$\begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 & & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{bmatrix} & \begin{pmatrix} 0 & -2 & 0 & -2 \\ 0 & 5 & 0 & 0 \\ 0 & -3 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 0 & 4 \end{pmatrix} & + & \begin{bmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} & = & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & & 1 & 2 & 3 & 4 \\ = & \begin{bmatrix} 2 & -2 & 0 & -2 \\ 0 & 5 & 0 & 0 \\ 0 & -3 & 3 & -2 \\ 0 & 0 & 0 & 4 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} & = & \begin{bmatrix} 0 & & & \\ & 5 & & \\ & & 0 & \\ & & & 4 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (7.43)$$



Матрица адресности, определяющая долю от мощности нагрузочного узла, которая передается в него из генераторных узлов, для сети с потерями будет иметь вид

$$A_{\text{нагр-ген}}^{\text{перед}} = \begin{pmatrix} 0,5 & 0,2 & 0 & 0,25 \\ 0 & 0,2 & 0 & 0 \\ 0 & 0,2 & 0,33 & 0,1667 \\ 0 & 0 & 0 & 0,25 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ 5 \\ 0 \\ 4 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0,6667 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}. \quad (7.44)$$

Для определения мощности, передаваемой в нагрузочные узлы из генераторных узлов, умножим эту матрицу на диагональную матрицу мощностей нагрузок

$$P_{\text{нагр-ген}}^{\text{перед}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} \end{matrix} \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0,6667 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 2 & 0 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix}. \quad (7.45)$$

Откуда следует, что от второго и от четвертого генераторов в первый нагрузочный узел передаются по две единицы мощности, а в третий нагрузочный узел – соответственно три и две единицы мощности.

Теперь определим, какую мощность каждый нагрузочный узел получает из генераторных узлов. Разность между мощностями, передаваемыми из генераторных узлов в нагрузочные, и мощностями, полученными нагрузочными узлами из генераторных узлов, позволит найти потери мощности, возникающие на пути из каждого генераторного узла в каждый нагрузочный узел.

При формировании матрицы (7.3), которая представляет собой произведение первой матрицы инцидентий и диагональной матрицы перетоков ветвей, умножим положительный элемент матрицы инцидентий, соответствующий началу ветви, на значение мощности начала ветви, а отрицательный элемент матрицы инцидентий на значение мощности конца ветви. Тогда уравнение первого закона Кирхгофа и аналогичная (7.3) преобразованная матрица $MP_{\text{вет}}$ для этого случая запишутся как

$$\begin{array}{c} \begin{array}{cccc} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{array} \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 2 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} = \\ = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\ \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 5 & & \\ & & 0 & \\ & & & 4 \end{pmatrix} - \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\ \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} \end{array} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix}, \quad (7.46)$$

$$\begin{array}{c} \begin{array}{cccc} & 2-1 & 2-3 & 4-3 & 4-1 \end{array} & \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{array} \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 \\ 2 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 2 \end{pmatrix} = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\ \begin{pmatrix} 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 5 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 4 \end{pmatrix} \end{array} \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix}. \quad (7.47)$$



Трансформированная запись первого закона Кирхгофа, аналогичная (7.6), будет иметь вид

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\
 \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 5 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 4 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \\
 \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\
 \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} 2 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 5 & 0 & 0 \\ 0 & -2 & 3 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 4 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 5 & & \\ & & 0 & \\ & & & 4 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \end{array} \quad (7.48)$$

Матрица адресности, определяющая долю от мощности нагрузочных узлов, которую эти узлы получают из генераторных узлов, может быть представлена как

$$\begin{aligned}
 A_{\text{нагр-ген}}^{\text{получ}} &= \begin{pmatrix} 0,5 & 0,1 & 0 & 0,125 \\ 0 & 0,2 & 0 & 0 \\ 0 & 0,133 & 0,33 & 0,0833 \\ 0 & 0 & 0 & 0,25 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 5 & & \\ & & 0 & \\ & & & 4 \end{pmatrix} = \\
 &= \begin{pmatrix} 0 & 0,5 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0,33 \\ 0 & 0,667 & 0 & 0,33 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}. \quad (7.49)
 \end{aligned}$$

Умножение матрицы адресности на диагональную матрицу мощностей нагрузочных узлов позволяет определить мощности, которые нагрузочные узлы получают из генераторных узлов:

$$P_{\text{нагр-ген}}^{\text{получ}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 2 & & & \\ & 0 & & \\ & & 3 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} \end{matrix} \begin{pmatrix} 0 & 0,5 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0,33 \\ 0 & 0,667 & 0 & 0,33 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix}. \quad (7.50)$$

Теперь, если из выражения (7.45) вычесть выражение (7.50), получим значения потерь мощности, возникающих при ее передаче из генераторных узлов в нагрузочные узлы:

$$\begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 2 & 0 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix} - \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix}. \quad (7.51)$$

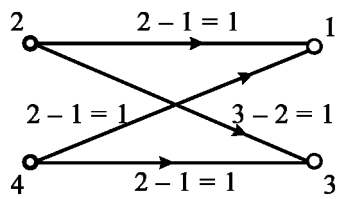


Рис. 7.21. Адресность мощности, переданной, полученной и потерянной при ее передаче из генераторных узлов 2 и 4 в нагрузочные узлы 1 и 3

На рис. 7.21 изображен двудольный граф, из которого видно, что разность между мощностями, переданными из генераторных узлов в нагрузочные, и мощностями, полученными нагрузочными узлами, равна потерям мощности, возникающим на пути ее передачи.

Для рассмотренного примера потери мощности во всех связях



равны одной единице мощности. Суммарные потери мощности в рассмотренном простом примере равны четырем единицам мощности.

Графовый алгоритм

В предыдущих разделах, где рассматривалось потокораспределение в сети без потерь, сумма мощностей генераций равнялась сумме мощностей нагрузок. При учете потерь в сети суммарная мощность генераций отличается от суммарной мощности нагрузок на величину потерь.

На рис. 7.22 для той же топологии и тех же значений нагрузок, что и в схеме рис. 7.18, показаны перетоки мощностей начала и концов ветвей, отличающиеся на величину потерь мощности, которая для простоты для всех ветвей принята равной единице. Мощности генераций пересчитаны с учетом потерь.

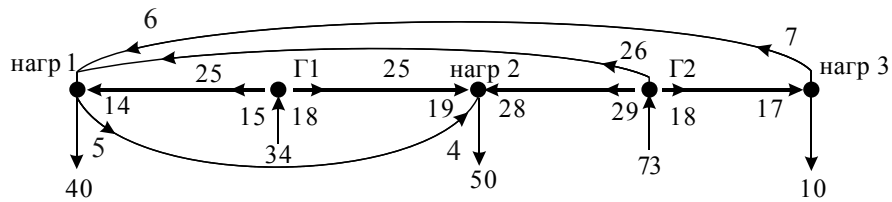


Рис. 7.22. Распределение мощности в сети с потерями

Относительные значения нагрузок остаются такими же, как и для схемы рис. 7.18.

Относительные значения перетоков начала и концов ветвей (последние записаны в скобках) равны

$$\bar{P}_{ij} = \begin{matrix} \text{Г1-1} \\ \text{Г1-2} \\ \text{Г2-2} \\ \text{Г2-3} \\ \text{3-1} \\ \text{Г2-1} \\ \text{1-2} \end{matrix} \begin{pmatrix} 15/34(14/34) \\ 19/34(18/34) \\ 29/73(28/73) \\ 18/73(17/73) \\ 7/17(6/17) \\ 26/73(25/73) \\ 5/45(4/45) \end{pmatrix}. \quad (7.52)$$

Доля генерации, передаваемой и поступающей в нагрузочные узлы, определенная по относительным перетокам в начале ветвей и относительным перетокам в концах ветвей, показана на рис. 7.23.

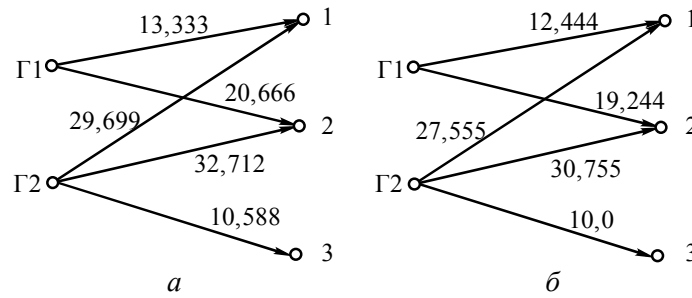


Рис. 7.23. Доля мощности, передаваемой от генераторов в нагрузку (а) и поступающей от генераторов в нагрузку (б)

Из рис. 7.23, а нетрудно проверить, что суммарная генерация Г1 равна $13,333 + 20,666 = 34$, а генерация Г2 равна $29,699 + 32,712 + 10,288 = 73$, из рис. 7.23, б определяем суммарные нагрузки 1 – $12,444 + 27,555 = 40$, 2 – $19,244 + 30,755 = 50$, 3 – 10. Сумма генераций равна 107, сумма нагрузок равна 100, т. е. потери равны семи: семь ветвей, потери каждой ветви равны единице.

Определим потери мощности на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные узлы, как разность перетока, передаваемого из генераторного узла в нагрузочный, и перетока, поступающего в нагрузочный узел:

$$\Delta P = \begin{matrix} \text{Г1-1} \\ \text{Г1-2} \\ \text{Г2-1} \\ \text{Г2-2} \\ \text{Г2-3} \end{matrix} \begin{pmatrix} 13,333 - 12,444 \\ 20,666 - 19,244 \\ 29,699 - 27,555 \\ 32,712 - 30,755 \\ 10,588 - 10 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,889 \\ 1,422 \\ 2,144 \\ 1,957 \\ 0,588 \end{pmatrix}. \quad (7.53)$$

Очевидно, что сумма потерь равна семи: схематически потери мощности на пути передачи из генераторных узлов в нагрузочные показаны на рис. 7.24.

Следует отметить, что проблеме определения адресности потерь мощности (электроэнергии) в последнее время посвящено

огромное количество публикаций. Это связано с рыночным механизмом энергетики и необходимостью определить не только стоимость полученной потребителем электроэнергии от данной станции, но и стоимость потерь энергии, возникающих при передаче мощности от станции к потребителю, т. е. потребитель должен заплатить станции за всю передаваемую ей энергию. Более справедливой будет ситуация, когда за потери при передаче электроэнергии и потребители, и производители платят поровну.

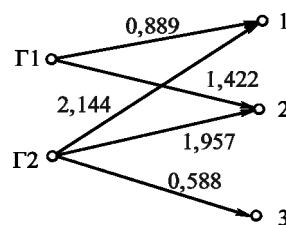


Рис. 7.24. Потери мощности на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные

§ 6. РЕАЛИЗАЦИЯ ГРАФОВОГО АЛГОРИТМА АДРЕСНОСТИ ПЕРЕТОКОВ И ПОТЕРЬ

Приводится описание графового алгоритма адресности, реализованного в виде программы для решения таких задач электроэнергетики: анализ узловых цен, оценка вклада генераторов в падение напряжения, решение проблемы усиления электрической сети, определение составляющих затратных и маргинальных узловых цен, определение тарифа на услуги по передаче электрической энергии, анализ надежности электроснабжения потребителей.

При решении задачи адресности в качестве исходной используется информация о значениях перетоков начала и конца каждой ветви электрической сети, отличающихся на величину потерь мощности в ветви. По этой информации могут быть определены значения узловых инъекций, потери мощности отдельных ветвей (линий связи или трансформаторов), суммарные потери мощности.

Задача адресности, как уже отмечалось, – это задача декомпозиции потокораспределения на n подсистем, каждая из которых связана с одним из n генераторов.

Предлагаемый ниже алгоритм [20] заключается в поиске путей на ориентированном графе, ориентация ветвей которого совпадает с направлением перетоков мощности в ветвях. В результате такого поиска строится дерево с генераторным узлом в качестве корневого. Этот узел приписывается к первому ярусу узлов дерева.

Дальнейшие шаги алгоритма построения дерева, схематически представленного на рис. 7.25, состоят в следующем.

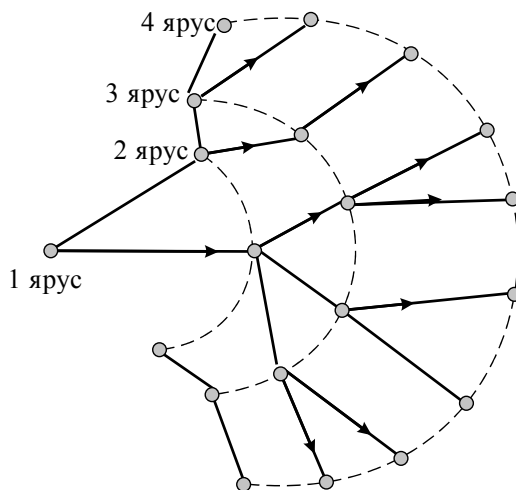


Рис. 7.25. Схематическое представление алгоритма поиска путей на ориентированном графе

Ко второму ярусу приписываются узлы, которые могут быть достигнуты из корневого узла при движении в направлении ориентации ветвей. Эти ветви связывают первый и второй ярусы.

К третьему ярусу приписываются узлы, в которые можно попасть по направлению ориентации ветвей от каждого из узлов второго яруса. Аналогично определяются узлы четвертого, пятого и последующих ярусов и объединяющие их ветви.

Узел считается конечным узлом дерева, если из него нельзя попасть в другие узлы. Это может быть, если узел висячий или узел является точкой потокораздела, из которого может выходить только нагрузка.

Перед началом работы алгоритма определяются исходные значения относительных перетоков начала и конца каждой ветви. Напомним, что относительный переток равен отношению перетока начала (конца) ветви к суммарной мощности, вытекающей из начального узла ветви. Значение относительного перетока начала (конца) ветви показывает, какая часть мощности, вытекающей из начального узла ветви, передается перетоком начала (конца) ветви.

В процессе построения дерева в ветвях, объединяющих предыдущий и последующий ярусы j -го пути на дереве, начиная со второй ветви $k = 2$, связывающей второй и третий ярусы, вычисляются новые значения относительных перетоков ветвей.

Пусть:

- $\bar{P}_{i\text{нач}}(\bar{P}_{i\text{кон}})$ – исходное значение относительного перетока

начала (конца) ветви i ;

- $\bar{P}_{ji\text{нач}}^k(\bar{P}_{ji\text{кон}}^k)$ – значение на k -м шаге относительного пере-

тока начала (конца) ветви i , являющейся k -й ветвью j -го пути на дереве и связывающей узлы k -го и $k + 1$ -го ярусов, $k \geq 1$, для $k = 1$

$\bar{P}_{ji\text{нач}}^k = \bar{P}_{i\text{нач}}$, а $\bar{P}_{ji\text{кон}}^k = \bar{P}_{i\text{кон}}$.

На k -м шаге значение относительного перетока конца ветви i , являющейся k -й ветвью j -го пути на дереве, определится как

$$\bar{P}_{ji\text{кон}}^k = \bar{P}_{j\text{кон}}^{k-1} \bar{P}_{i\text{кон}} = \prod_{m=1}^{k-1} \bar{P}_{j\text{кон}}^m \bar{P}_{i\text{кон}}, \quad (7.54)$$

где $\bar{P}_{j\text{кон}}^{k-1}$ – значение относительного перетока конца $k-1$ ветви, предшествующей ветви i на j -м пути в дереве; $\bar{P}_{j\text{кон}}^m$, $m = 1, k-1$ – исходные значения относительных перетоков концов $k-1$ ветвей j -го пути.

Значение относительного перетока начала ветви i на k -м шаге будет

$$\bar{P}_{ji\text{нач}}^k = \bar{P}_{j\text{кон}}^{k-1} \bar{P}_{i\text{нач}} = \prod_{m=1}^{k-1} \bar{P}_{j\text{кон}}^m \bar{P}_{i\text{нач}}. \quad (7.55)$$

Кроме определенных выше значений перетоков, на k -м шаге вычисляется также значение относительного перетока начала ветви $\stackrel{=k}{P}_{ji\text{нач}}$, который назовем **проходящим** относительным перетоком и будем использовать при определении мощности, переданной от генератора в нагрузочные узлы. Это значение для

начала ветви i , являющейся k -й ветвью на j -м пути в дереве, определится как

$$\overline{P}_{ji\text{нач}}^k = \overline{P}_{j\text{кон}}^{k-1} \overline{P}_{i\text{нач}} = \prod_{m=1}^{k-1} \overline{P}_{j\text{нач}}^m \overline{P}_{i\text{нач}}, \quad (7.56)$$

где $\overline{P}_{j\text{нач}}^{k-1}$ – значение относительного проходящего перетока начала $k-1$ ветви, предшествующей ветви i на j -м пути в дереве; $\overline{P}_{j\text{нач}}^m$, $m=1, k-1$ – исходные значения относительных перетоков начал $k-1$ ветвей j -го пути. Результирующие значения относительных перетоков конца и начала ветви i , вошедшей в L путей на дереве, могут быть определены как

$$\overline{P}_{i\text{кон}} = \sum_{j=1}^L \prod_{m=1}^{k_j-1} \overline{P}_{j\text{кон}}^m \overline{P}_{i\text{кон}}, \quad (7.57)$$

$$\overline{P}_{i\text{нач}} = \sum_{j=1}^L \prod_{m=1}^{k_j-1} \overline{P}_{j\text{кон}}^m \overline{P}_{i\text{нач}}, \quad (7.58)$$

$$\overline{P}_{i\text{нач}} = \sum_{j=1}^L \prod_{m=1}^{k_j-1} \overline{P}_{j\text{нач}}^m \overline{P}_{i\text{нач}}, \quad (7.59)$$

где индекс k_j во всех формулах соответствует порядковому номеру ветви i на j -м пути в дереве.

Относительные перетоки показывают, какая доля от мощности генераторного узла течет в ветви i , поэтому их принято называть коэффициентами адресности $A_{\text{пер}mi}$ перетока в ветви i . Коэффициент адресности – безразмерная величина. Если умножить этот коэффициент на мощность генераторного узла, получим долю мощности генераторного узла, текущую по ветви i .

Пример работы алгоритма адресности

Перейдем к простому примеру, иллюстрирующему работу алгоритма адресности для потокораспределения активной мощ-

ности, полученного по программе расчета стационарного режима [21].

На рис. 7.26, *а* показана схема замещения электрической сети. Узлы 1 и 2 являются генераторными, а 3, 4, 5 – нагрузочными узлами. Для начала и конца ветвей на рис. 7.26, *а* записаны исходные значения относительных перетоков в виде дроби, где в числителе стоит значение перетока, а в знаменателе – суммарная мощность, выходящая из начального узла ветви. Потери активной мощности в каждой ветви равны 1 МВт, суммарные потери – 7 МВт.

На рис. 7.26, *б* и 7.26, *д* показаны деревья с корневыми узлами в 1-м и 2-м генераторных узлах.

В первом дереве узлы 3 и 4, связанные с корневым узлом ветвями 1-3 и 1-4, образуют второй ярус. Повторно включенный в дерево узел 4, объединенный с узлом 3 ветвью 3-4, вошел в третий ярус. Для ветви 3-4, объединяющей второй и третий ярусы, пересчитаны значения относительных перетоков.

Во втором дереве с корневым узлом 2 связаны узлы 3, 4, 5, образующие второй ярус. Узлы третьего яруса 3 и 4 связаны с узлами второго яруса ветвями 3-4 и 3-5. Ветвь 3-4, встретившаяся в дереве второй раз, объединяет вошедший в четвертый ярус узел 4 с узлом 3 из третьего яруса.

Над и под ветвями показано, как происходит пересчет относительных перетоков. Значения относительных проходящих перетоков записаны в скобках.

На рис. 7.26, *в*, в отличие от рис. 7.26, *б*, показаны значения перетоков, текущих от генераторного узла 2, и значения потерь мощности в ветвях дерева. Отметим, что каждая ветвь встречается в дереве только один раз.

Рис. 7.26, *е* совпадает с рис. 7.26, *д*, но содержит значения относительных перетоков, умноженные на, мощность 2-го генераторного узла, равную 73.

На рис. 7.26, *ж* показаны потери мощности в ветвях второго дерева и произведено суммирование перетоков ветви 3-4, встретившейся в дереве два раза.

Таким образом, решена задача декомпозиции активного потока распределения. Для доказательства правильности ее решения сложим значения начальных и конечных перетоков, а также потерь в ветвях первого и второго дерева.

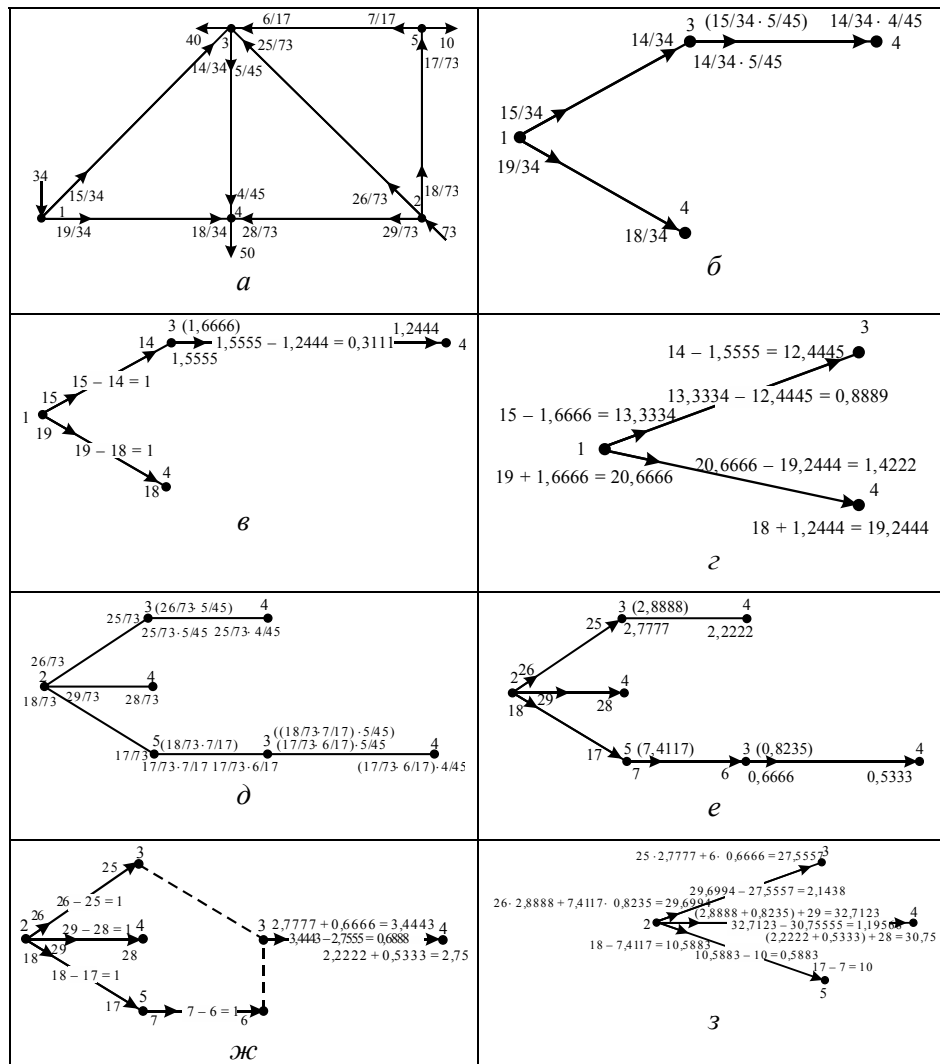


Рис. 7.26. Декомпозиция потокораспределения в электрической сети:

a – схема сети с относительными значениями перетоков ветвей; *б*, *д* – значения коэффициентов адресности перетоков ветвей деревьев, связанных с первым и вторым генератором; *в* и *е* – перетоки ветвей деревьев, связанных с первым и вторым генераторами; *ж* – суммирование перетоков ветвей, дважды входящих во второе дерево; *з* и *з* – мощность, поступающая в нагрузочные узлы от первого и от второго генераторов и потери мощности при такой передаче

Результаты представлены в табл. 7.1, где показаны коэффициенты адресности перетоков и потерь, а также перетоки мощности и

потери мощности в ветвях, связанные с каждым генератором. Анализ показывает, что значения перетоков и потерь мощности в ветвях совпадают с исходным потокораспределением.

После определения для каждого генераторного узла коэффициентов адресности и значений перетоков в ветвях деревьев могут быть найдены коэффициенты адресности, связанные с передачей генераторных мощностей в нагрузочные узлы.

Таблица 7.1

Адресность перетоков начала (нач), конца (кон) ветви i и потерь (пот) активной мощности в ветви (МВт)

$$i(a - A_{\text{пер}1i}; b - A_{\text{пер}1i}P_1; v - A_{\text{пер}2i}; z - A_{\text{пер}2i}P_2; d - A_{\text{пер}1i}P_1 + A_{\text{пер}2i}P_2)$$

Ветвь i	Г1	Г1	Г2	Г2	d
	a	b	v	z	
1-3 нач	0,44118	15,000			15,000
1-3 кон	0,41176	14,000			14,000
1-3 пот	0,02941	1,0000			1,0000
1-4 нач	0,55882	19,000			19,000
1-4 кон	0,52941	18,000			18,000
1-4 пот	0,02941	1,0000			1,0000
2-3 нач			0,35616	26,000	26,000
2-3 кон			0,34247	25,000	25,000
2-3 пот			0,01369	1,0000	1,0000
2-4 нач			0,39726	29,000	29,000
2-4 кон			0,38356	28,000	28,000
2-4 пот			0,01369	1,000	1,000
2-5 нач			0,24658	18,000	18,000



Окончание табл. 7.1

Ветвь i	Г1	Г1	Г2	Г2	∂
	a	b	v	z	
2-5 кон			0,23288	18,000	18,000
2-5 пот			0,01369	1,0000	1,000
3-4 нач	0,04575	1,5555	0,04718	3,4444	5,000
3-4 кон	0,03660	1,2444	0,03777	2,7555	4,000
3-4 пот	0,00915	0,3111	0,00943	0,6888	1,000
5-3 нач			0,09589	7,0000	7,000
5-3 кон			0,08219	6,0000	6,000
5-3 пот			0,01369	1,0000	1,000
Σ потери	0,06797	2,3111	0,06423	4,6888	7,0

В табл. 7.2 представлено решение задачи адресности поставок генераторных мощностей в нагрузочные узлы. Значения, записанные в последнем столбце табл. 7.2, доказывают правильность полученного разложения

Таблица 7.2

Адресность мощностей переданных (пер) и поступающих (пос) из генераторных узлов в нагрузочные узлы и потерь (пот) на пути передачи мощности (МВт)

$$i(a - A_{\text{пер}1i}; b - A_{\text{пер}1i}P_1; v - A_{\text{пер}2i}; z - A_{\text{пер}2i}P_2; \partial - A_{\text{пер}1i}P_1 + A_{\text{пер}2i}P_2)$$

Узел	Г1	Г1	Г2	Г2	∂
	a	b	v	z	
3 пер	0,39216	13,33	0,40684	29,69	43,032
3 пос	0,36601	12,44	0,37747	27,55	40,000

Окончание табл. 7.2

Узел	Г1	Г1	Г2	Г2	∂
	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>	
3 пот	0,02614	0,8889	0,02936	2,1438	3,0327
4 пер	0,60784	20,66	0,44812	32,71	53,379
4 пос	0,56601	19,24	0,42131	30,75	50,000
4 пот	0,04183	1,4222	0,02680	1,9569	3,3791
5 пер			0,14504	10,58	10,588
5 пос			0,13699	10,00	10,000
5 пот			0,00805	0,5882	0,5882
Σ потери	0,06797	2,3111	0,05845	4,6889	7,000

Для определения перетоков, *переданных* генераторными узлами в нагрузочные узлы, и соответствующих им коэффициентов адресности необходимо найти в нагрузочных узлах сумму проходящих перетоков начал ветвей дерева, инцидентных нагрузочным узлам, при этом следует учесть, что один и тот же узел может входить в различные ярусы дерева неоднократно.

Для определения мощностей, *поступающих* из генераторного узла в нагрузочные узлы, или соответствующих этим мощностям коэффициентов адресности необходимо найти сумму конечных перетоков ветвей дерева.

На рис. 7.26, *г* и рис. 7.26, *з* показаны связи между генераторными и нагрузочными узлами.

В начале связи записана мощность, переданная из генераторного узла в нагрузочный, а в конце связи – мощность, поступившая в нагрузочный узел. Разность этих мощностей равна потерям мощности при ее передаче из генераторного в нагрузочный узел, для определения соответствующих коэффициентов адресности достаточно разделить эти мощности на мощность генераторного узла.

Определение адресности передачи мощности между заданными узлами

Для схем большой размерности таблицы коэффициентов адресности как для перетоков, так и для нагрузок имеют огромный размер. Поэтому, если необходимо определить долю мощности, передаваемой из генераторного узла i в нагрузочный узел j , и потери мощности на пути ее передачи, можно использовать следующий подход. При построении дерева с генераторным узлом g в качестве корневого движение вдоль дерева заканчивается по достижении либо нагрузочного узла n , либо точки потокораздела.

Чтобы определить коэффициент адресности $A_{gn}^{\text{нач}}$ для мощности, передаваемой из генераторного узла g в нагрузочный узел n , и $A_{gn}^{\text{кон}}$ – для мощности, поступающей из узла g в узел n , используют следующие выражения:

$$A_{gn}^{\text{нач}} = \bar{P}_{\text{нагр}n} \sum_{j=1}^L \prod_{i=1}^{m_j} \bar{P}_{i\text{нач}} ; \quad (7.60)$$

$$A_{gn}^{\text{кон}} = \bar{P}_{\text{нагр}n} \sum_{j=1}^L \prod_{i=1}^{m_j} \bar{P}_{i\text{кон}} , \quad (7.61)$$

где $\bar{P}_{\text{нагр}n}$ – относительная нагрузка в узле n , определяемая как отношение мощности нагрузки в узле к сумме мощностей, выходящих из узла, включая и мощность нагрузки; m_j – число ветвей, вошедших в j -й путь.

Относительная нагрузка показывает, какая часть мощности, поступающей в нагрузочный узел, используется нагрузкой этого узла.

На рис. 7.27 проиллюстрировано определение коэффициентов адресности для мощности, передаваемой из генераторного узла 2 в нагрузочный узел 3, и для мощности, поступающей из узла 2 в узел 3. Потери мощности при ее передаче из узла 2 в узел 3 равны разности передаваемой и поступающей в узел 3 мощности.

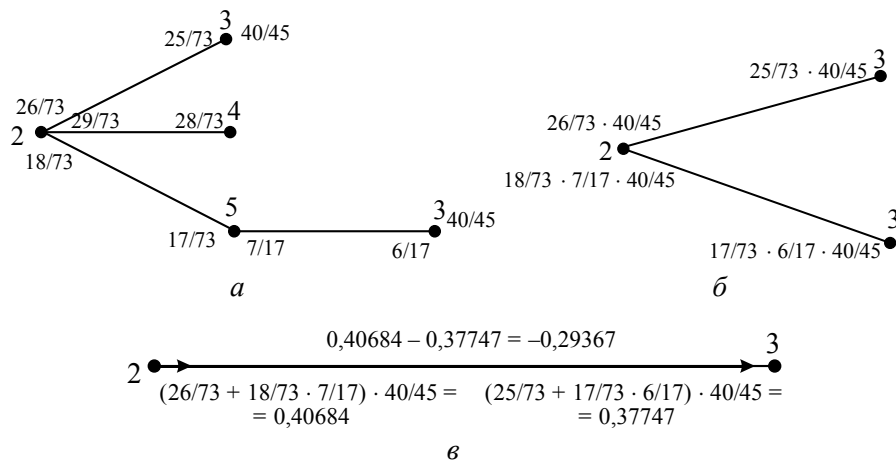


Рис. 7.27. Использование дерева путей для определения элементов матрицы адресности генераторной мощности, передаваемой и поступающей в нагрузочные узлы

Замечание. Возможны ситуации, когда задача адресности формулируется как определение генераторов и мощностей, передаваемых ими в заданный нагрузочный узел. Для решения этой задачи, чтобы не искать пути в нагрузочный узел от всех генераторов и не разрабатывать для такого поиска специальной программы, следует заменить направления перетоков в ветвях на противоположные направления. В результате такой замены генераторные узлы становятся нагрузочными, а нагрузочные узлы – генераторными. При движении от нагрузочного узла в направлении новой ориентации ветвей будут определены все генераторные узлы, передающие мощность в нагрузочный узел. Поскольку в сети с потерями движение будет происходить от перетока в конце ветви к перетоку в начале ветви, потери в ветви будут отрицательными.

§ 7. АДРЕСНОСТЬ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Немногом от адресности распределения активных мощностей генераторов отличается адресность распределения реактивной мощности. Так же как и для активного потокораспределения, на этапе подготовки к работе алгоритма адресности для реактивного потокораспределения определяются значения реактивных инъекций. Поскольку реактивная мощность генерируется не только гене-

раторами, компенсирующими устройствами, но и емкостными проводимостями линий на землю, число узлов, результирующая инъекция реактивной мощности в которых является генерацией, может быть в общем случае больше числа генераторов в схеме сети. Число узлов, потребляющих реактивную мощность, также может быть больше числа нагрузочных узлов. Такие дополнительные узлы с потреблением или генерацией реактивной мощности могут быть заданы между узлами, расположенными по концам связи.

На рис. 7.28 наряду со случаем, в котором потери реактивной мощности определяются как разность перетоков начала и конца линии $\Delta Q_{ij} = Q_{ij} - Q_{ji}$ (рис. 7.28, а), показаны варианты корректировки схемы электрической сети введением между узлами i и j связи $i - j$ дополнительного узла i' .

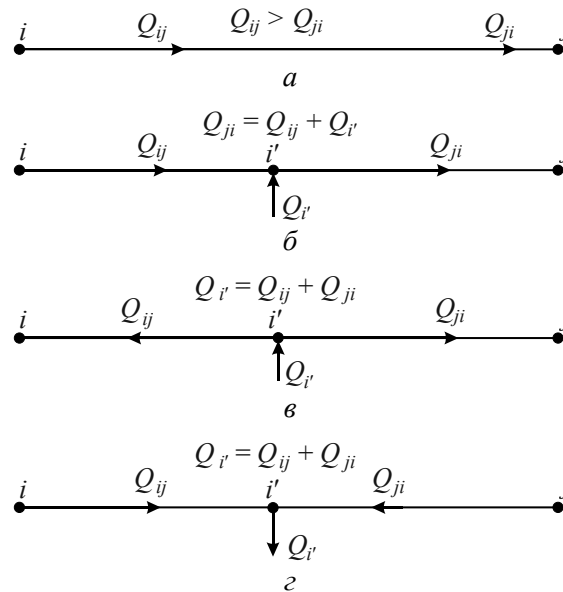


Рис. 7.28. Варианты учета потерь и генерации реактивной мощности в связи $i - j$ введением в ней дополнительных узлов i'

Для связи, соответствующей линии электропередач, в таком дополнительном узле производится суммирование потерь реактивной мощности ΔQ_{ij} и генерации реактивной мощности $Q_{\Gamma ij}$ емкостными



проводимостями для П-образной схемы замещения линии. Результирующая инъекция реактивной мощности $Q_{\Sigma ij}$ в таком дополнительном узле будет нагрузкой, если $Q_{\Sigma ij} = -\Delta Q_{ij} + Q_{\Gamma ij} < 0$ (рис. 1.28, б и 1.28, в), и генерацией, если $Q_{\Sigma ij} = -\Delta Q_{ij} + Q_{\Gamma ij} > 0$ (рис. 1.28, з).

Для схемы ЭЭС, показанной на рис. 7.29, на основе потокораспределения реактивных мощностей, полученного по программе расчета стационарного режима, определены группы ветвей (2-5, 4-100), (6-100) и (5-6, 8-200, 100-202) с направлениями перетоков, аналогичными показанным на рис. 7.30, б, 7.30, в и 7.30, з. В таких ветвях введены дополнительные узлы 1'–6'.

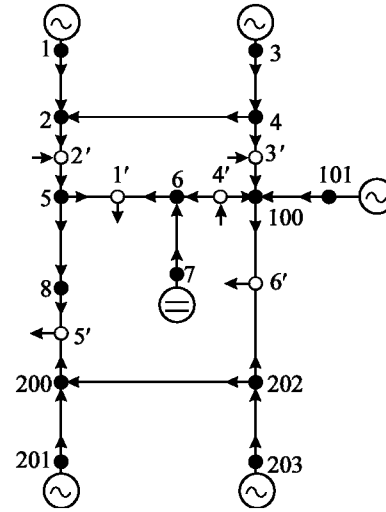


Рис. 7.29. Схема ЭЭС с показанными на ней перетоками реактивной мощности

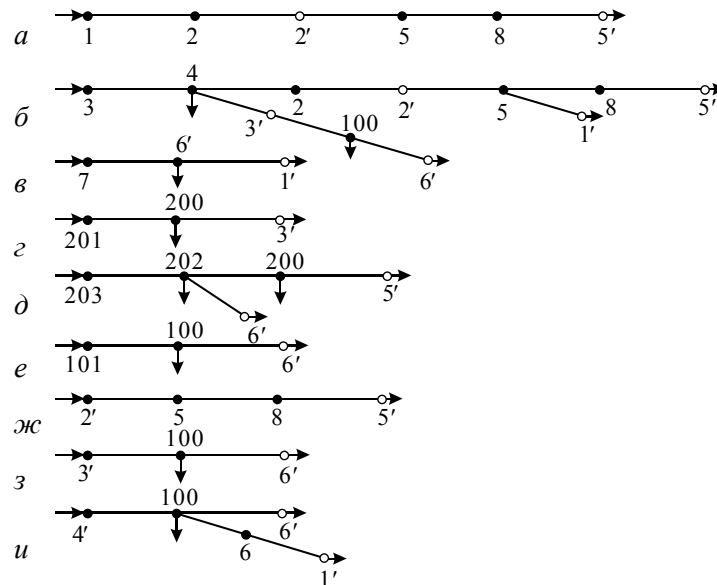


Рис. 7.30. Подсистемы электрической сети, связанные с передачей реактивной мощности

Выделенные алгоритмом адресности подсистемы электрической сети, связанные с передачей реактивной мощности из основных 1, 3, 7, 201, 203, 101 и дополнительных 2', 3', 4' узлов с генерацией реактивной мощности в основные 4, 6, 100, 200, 202 и дополнительные 1', 5', 6' нагрузочные узлы, показаны на рис. 7.30.

§ 8. ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНФОРМАЦИИ ОБ АДРЕСНОСТИ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Расчеты, связанные с определением информации о мощностях, передаваемых из генераторных узлов в нагрузочные узлы, путях их передачи и возникающих в результате такой передачи потерях, могут проводиться в реальном времени после процедуры оценивания состояния ЭЭС. Полученная таким образом информация об адресности потокораспределения является, как это показано в главе 8, очень полезна для решения многих задач электроэнергетики.

Результаты решения задачи адресности могут быть представлены в форме таблиц (см. табл. 7.1 и 7.2), а для большей наглядности могут быть нанесены на схему электрической сети, которую в этом случае можно представить в виде подсистем, связанных с передачей мощности в нагрузочные узлы от каждого из генераторных узлов.

Так, на рис. 7.31, *а* показана схема электрической сети, на связях которой записаны значения активных перетоков в начале и в конце ветвей, или одно значение перетока, если активное сопротивление ветви принималось равным нулю. На рис. 7.31, *б* дано схематическое представление декомпозиции задачи потокораспределения активных мощностей на пять подсистем, каждая из которых связана с одним из генераторов. В ветвях каждой из подсистем справа от генератора указаны значения перетоков мощности в начале и в конце каждой ветви, а слева от генератора указана мощность, передаваемая в каждый из нагрузочных узлов подсистемы, и мощность, получаемая нагрузочным узлом.

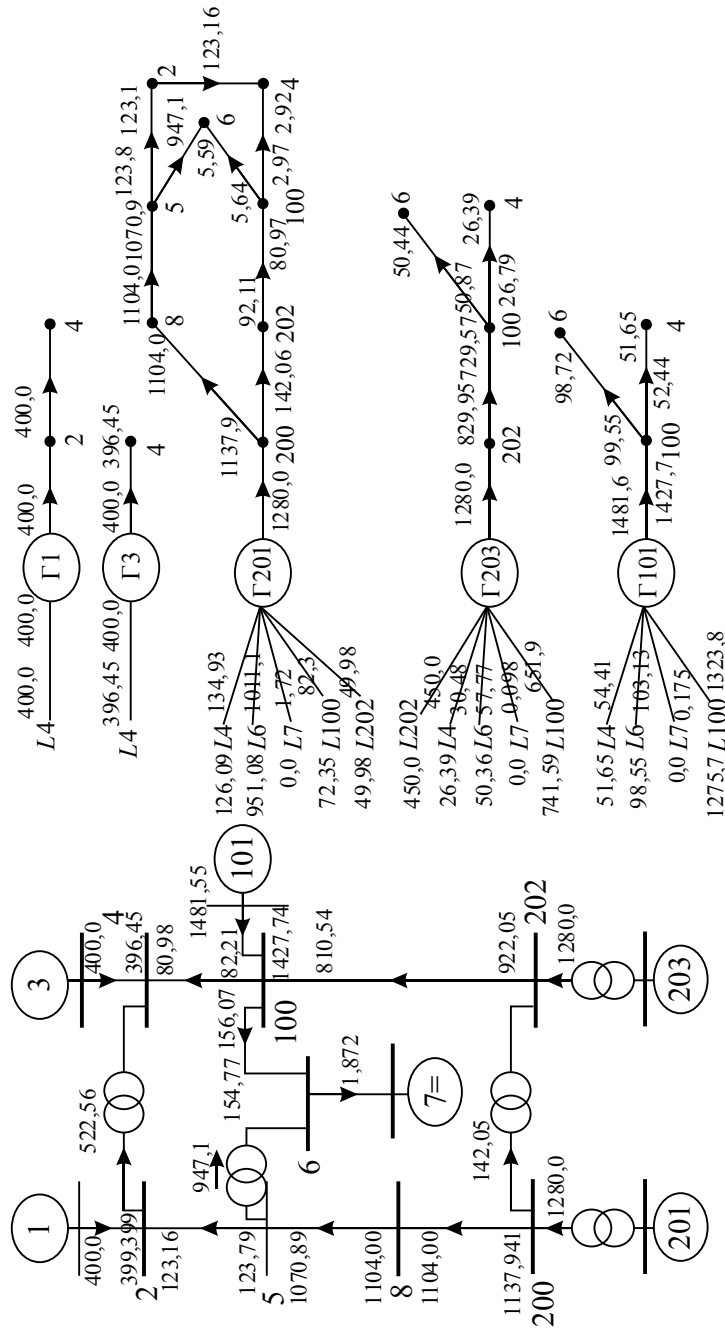


Рис. 7.31. Декомпозиция потоков распределения активных мощностей для схемы сети с пятью генераторными узлами (а) на пять подсистем (б)



Указанная информация может быть необходима при решении следующих задач.

1. Брокерская задача, в которой при определении цены за электроэнергию, получаемую каждым потребителем, надо учитывать потери мощности, связанные с передачей мощности этому потребителю от разных станций (рис. 7.32).

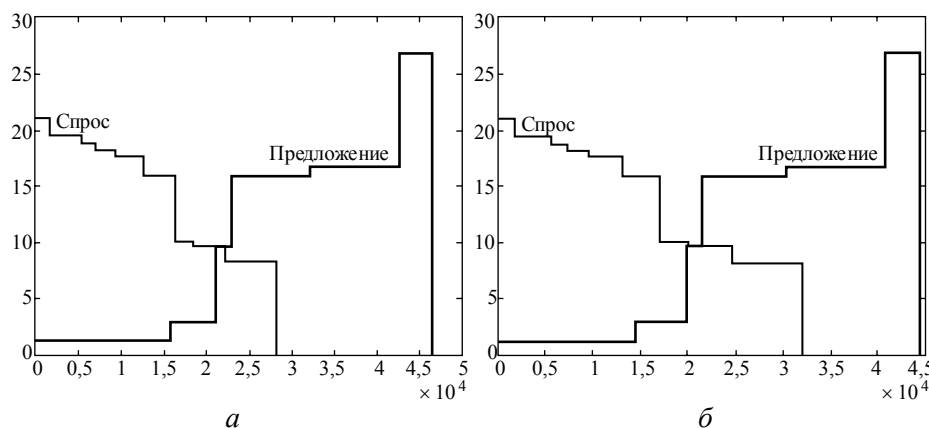


Рис. 7.32. Определение цены электроэнергии без учета (а) и с учетом (б) потерь мощности

2. Заключение прямых контрактов между производителем и потребителем на передачу электроэнергии. Из рис. 7.33, на котором показаны доли мощности, передаваемой, поступающей и теряемой при ее передаче электростанциями ОЭС Сибири на один из сибирских алюминиевых заводов, следует, что основными поставщиками электроэнергии данного завода являются электростанции, расположенные в узлах 5611, 602, 610, 683, 670.

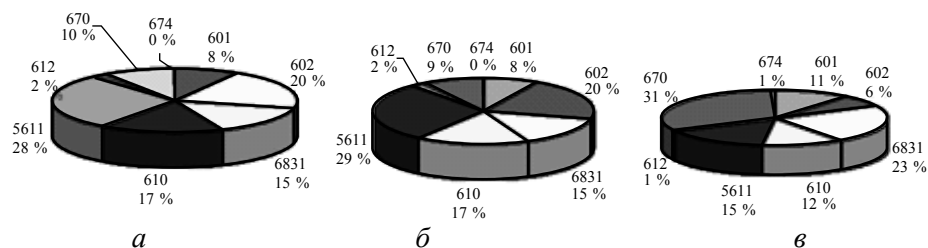


Рис. 7.33. Доля мощности станций ОЭС Сибири, передаваемой (а), поступающей (б) и теряемой (в) при ее передаче на алюминиевый завод



3. Определение потерь, возникающих при передаче мощности к каждому потребителю при наличии в узле нескольких потребителей. На рис. 7.34 проиллюстрировано использование алгоритма адресности для оценки потерь мощности на пути ее передачи из генераторного узла в каждый нагрузочный узел.

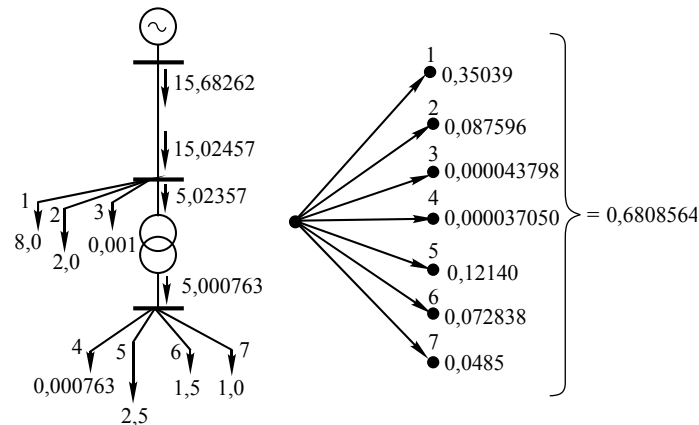


Рис. 7.34. Определение потерь мощности между генераторным узлом и каждой конкретной нагрузкой

4. Определение абонентской платы за пользование сетью вдоль пути протекания мощности.

5. Оценка дополнительных потерь мощности, вызванных транзитами мощности в системе.

6. Задача адресности реактивной мощности позволяет проанализировать эффективность установки дополнительных компенсирующих устройств, определить долю реактивной мощности источника, используемую для регулирования напряжения в конкретном узле электрической сети, и рассчитать на этой основе стоимость услуги по регулированию напряжения.

На рис. 7.35 показаны значения перетоков реактивной мощности в ветвях схемы электроснабжения тяговых подстанций Байкало-Амурской магистрали (БАМ) на участке Лена–Таксимо (рис. 7.36, б), текущих от источников реактивной мощности (мощности, генерируемой линиями, и при этом нет ни одного генераторного узла). Для сравнения показанные на рис. 7.36, а перетоки активной мощности на этом участке имеют только два источника в 2000 и 2202 генераторных узлах.

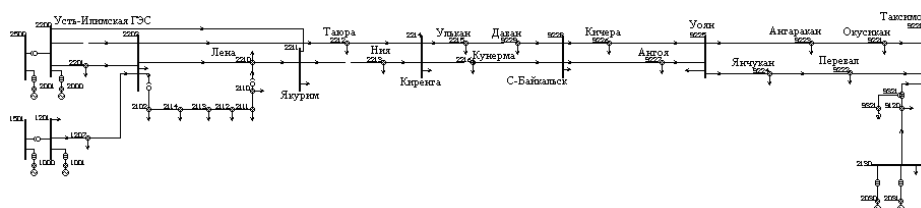


Рис. 7.35. Схема электроснабжения тяговых подстанций Байкало-Амурской магистрали на участке Лена–Таксимо

7. Решение задачи адресности для потокораспределения на высших гармониках позволит установить виновников появления высших гармоник в различных точках электрической сети. В качестве примера на рис. 7.36 показано распределение активной составляющей тока 13-й гармоники, равного 8,48 А, генерируемого нелинейной нагрузкой в электрической сети, содержащей 417 узлов и 459 связей, между нагрузочными для тока этой гармоники узлами¹.

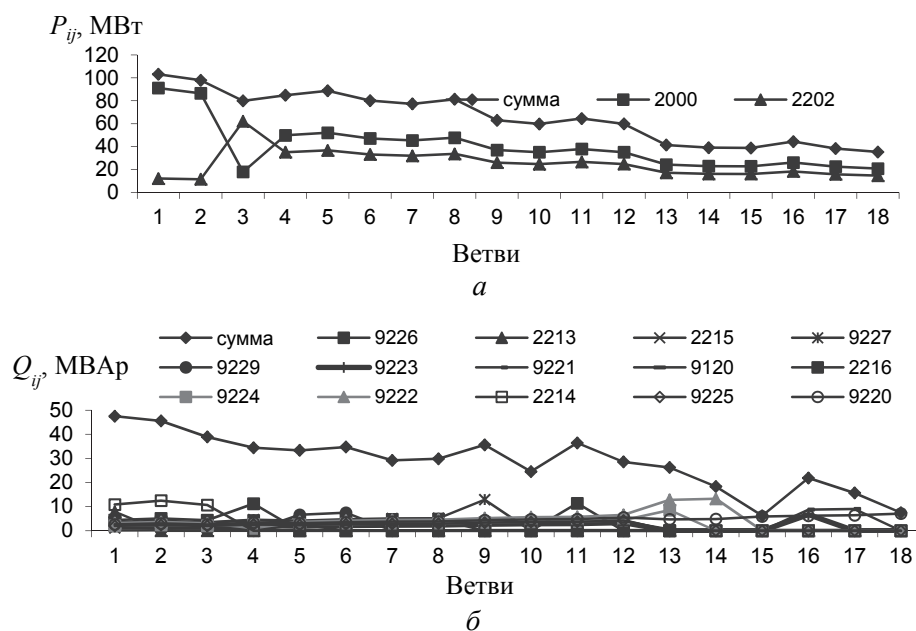


Рис. 7.36. Перетоки активной (а) и реактивной (б) мощности, текущие в ветвях схемы электроснабжения БАМ

¹ Расчет потокораспределения на высших гармониках выполнен Д.С. Федосовым, ИрГТУ.

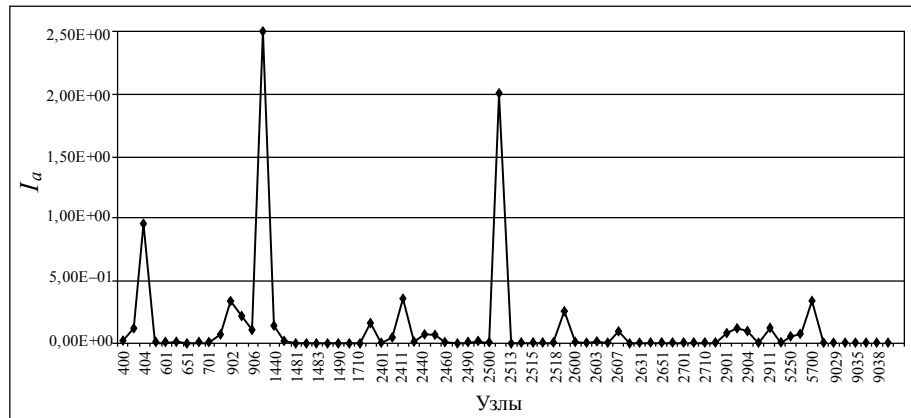


Рис. 7.37. Распределение активной составляющей тока 13-й гармоники между нагрузочными узлами

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. В чем заключается основная идея метода адресности?
2. Какая информация о потокораспределении в электрической сети может быть получена методом адресности и какие задачи используют эту информацию?
3. Как преобразовать в общем случае прямоугольную матрицу $MP_{\text{вет}}$ в квадратную матрицу и чему соответствуют ненулевые элементы такой матрицы?
4. Как по известному потокораспределению и топологии графа электрической сети построить матрицу $(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})$?
5. Что характеризуют ненулевые элементы матрицы адресности?
6. Как с использованием матрицы адресности определить мощности, которые нагрузочные узлы получают из генераторных узлов, и представить вклад мощностей генераторов в нагрузки в виде двудольного графа?
7. Как определить мощности, текущие по ветвям электрической сети от каждого генератора?
8. Как может быть представлена связь между генераторами и нагрузками при наличии в узле двух генераторов, двух нагрузок или нагрузки и генератора?
9. Какие факторы способствуют возникновению в контурах циркулирующих активных и/или реактивных мощностей?



10. Какие необходимые условия в сети без потерь должны быть выполнены, чтобы в ней отсутствовали циркулирующие мощности?
11. Как обнаружить наличие циркулирующих активных (реактивных) мощностей для потокораспределения без потерь?
12. Как для известного потокораспределения определяются относительные перетоки и относительные нагрузки?
13. Как определить долю мощности, передаваемой из заданного генераторного узла в заданный нагрузочный узел при наличии на ориентированном графе одного и нескольких путей между этими узлами?
14. Как рассчитать потери мощности, возникающие при ее передаче из заданного генераторного узла в заданный нагрузочный узел, в матричном алгоритме адресности?
15. Как определить потери мощности, возникающие при ее передаче из заданного генераторного узла в заданный нагрузочный узел, в графовом алгоритме адресности?
16. Как различаются мощность, переданная из генераторного узла в нагрузочный узел, и мощность, полученная нагрузочным узлом из генераторного узла?
17. Как решается проблема поиска путей на ориентированном графе?
18. В чем заключается основное отличие графового алгоритма решения проблемы адресности, приведенного в § 6, от графового алгоритма, представленного в § 5 данной главы?
19. Как получить решение задачи адресности, если для заданного нагрузочного узла необходимо определить генераторы и передаваемые ими в нагрузочный узел мощности?
20. В чем состоит основное различие решения проблемы адресности передачи активной и реактивной мощностей?
21. Как должна готовиться исходная информация о перетоках для задачи адресности реактивной мощности?

Предложите свои задачи, в которых могут использоваться результаты решения проблемы адресности потокораспределения

Глава 8

МЕТОД АДРЕСНОСТИ В ЗАДАЧАХ ЭНЕРГЕТИКИ

§ 1. АПОСТЕРИОРНЫЙ АНАЛИЗ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ФИНАНСОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭЭС

Коммерциализация функционирования ЭЭС приводит к необходимости составлять и использовать так называемые финансово-технологические модели (ФТМ) ЭЭС [22].

Расход топлива для генерации активной мощности на станции i определяется по расходным характеристикам, обычно представляемым квадратичной зависимостью $B_i(P_{\Gamma i}) = a_{0i} + a_{1i}P_{\Gamma i} + a_{2i}P_{\Gamma i}^2$. Топливо на станцию i может поставляться от одного или нескольких поставщиков $\sum_{k=1}^K b_{ik} = B_i(P_{\Gamma i})$. Пусть d_k – цена поставки топлива b_{ik} ; φ_{ik} – оплата i -й станции поставщику k в единицу времени; $P_{\Gamma i}$ – мощность, вырабатываемая станцией в единицу времени; c_i – цена электроэнергии на шинах i -й станции; a_{ii} и a_{ij} – доля мощности, передаваемой станцией потребителям на ее шинах и потребителям в узле j – коэффициенты адресности; φ_i и φ_j – оплата потребителем на шинах i -й станции и потребителем узла j за полученную электроэнергию в единицу времени; N_i – финансовый резерв станции в единицу времени.

Финансовый баланс i -й станции в единицу времени может быть записан в следующем виде:

$$-\sum_{k=1}^K (d_k b_{ik} - \varphi_{ik}) + (c_i a_{ii} P_{Gi} - \varphi_i) + \sum_j (c_i a_{ij} P_{Gi} - \varphi_j) + N_i \geq 0.$$

Финансовый баланс проиллюстрирован на рис. 8.1.



Рис. 8.1. Схематическое представление финансового баланса i -й станции

Добавление уравнений финансового баланса к технологической модели, которая включает уравнения установившегося режима и учитывает технологические ограничения неравенства на генерацию, уровни напряжений, перетоки мощности, образует финансово-технологическую модель (ФТМ).

Таким образом, в этих моделях, с одной стороны, рассматриваются традиционные технологические переменные, описывающие режим ЭЭС, связывающие эти переменные ограничения в виде равенств (законы Ома и Кирхгофа) и неравенств. С другой стороны, в эти модели должны входить переменные, учитывающие стоимостные (финансовые) факторы (цены, затраты, всякого рода отчисления), и уравнения финансовых балансов, связывающие эти переменные.

Одним из важнейших финансовых показателей является так называемая узловая цена, показывающая, сколько будет стоить единица энергии, покупаемой в данном узле. Узловые цены



в общем случае разные в каждом узле, и для их определения используются ФТМ. При этом учитываются затраты на получение электроэнергии каждым генерирующим источником, потери при передаче электроэнергии по сети от источника к потребителю, физические и финансовые балансы в узлах.

В большинстве работ в качестве узловых цен используются двойственные переменные – множители Лагранжа [23, 38, 39], которые позволяют оценить финансовую значимость ограничений в виде равенств и активных ограничений в виде неравенств. Вместе с тем при этом подходе возникают как минимум следующие проблемы:

- не учитываются постоянные, т. е. не зависящие от режима, затраты на генерацию электрической мощности;
- при использовании метода неопределенных множителей Лагранжа необходим единый критерий принятия решений, который далеко не всегда совпадает с критерием каждого участника рынка в отдельности;
- неочевидна логика и технология получения цен на ограничения, в том числе и узловых цен.

Поэтому возникла необходимость в новом методологическом подходе, чтобы алгоритм получения узловых цен был понятен и очевиден как для потребителя, так и для производителя электрической энергии. Ниже предлагается так называемый апостериорный анализ режимов ЭЭС, на основе которого определяются ценностные переменные, входящие в ФТМ, в частности узловые цены.

Подход состоит из трех основных этапов.

1. Получение для каждого интервала времени данных потоко-распределения по реальным замерам или имитационным расчетам (в частности, на основе оценивания состояния ЭЭС). При этом все технологические переменные сбалансированы с точностью, определяемой программой потоко-распределения, или точностью оценок при решении задач оценивания состояния.

2. Построение финансовой модели на основе финансовых балансов в узлах и ветвях ЭЭС; в результате составляется система линейных уравнений или графовая модель, решением которой будут узловые цены. Этот этап можно назвать апостериорным анализом. По существу, апостериорный анализ можно рассматривать как распределенный счетчик платы за электроэнергию в каждый интервал времени.

3. Полученные узловые цены однозначно определяют затраты на покупку электроэнергии в данном узле. Сумма издержек потребителей на покупку в точности совпадает с суммарными заявленными затратами генерирующих станций, что позволяет назвать такие цены **затратными**. При этом соблюдаются сколь угодно точные ограничения в виде равенств и неравенств, заложенные в технологическую модель, использованную для апостериорного анализа.

Рассмотрено влияние ограничений в виде равенств и неравенств и степени оптимальности режима на значение узловых цен.

Математическая постановка задачи

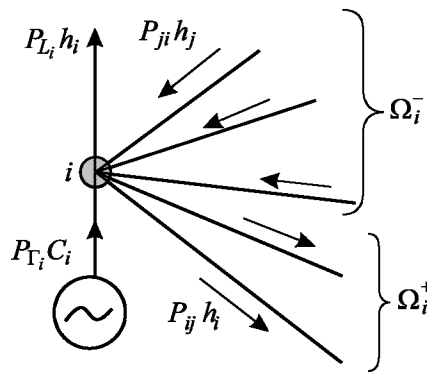


Рис. 8.2. Элементарный рынок

Модель основана на следующих положениях [24].

1. Каждый узел сети рассматривается как элементарный рынок (ЭР), на котором втекающие в узел перетоки и генерация в узле рассматриваются как продавцы, поставляющие свою продукцию (электроэнергию) по своим ценам, либо определенным вне данного рынка (для перетоков), либо заявленным ГК. Вытекающие из узла перетоки и нагрузки считаются

покупателями. Цена для всех покупателей в данном узле одина. Схема ЭР показана на рис. 8.2.

2. Для каждого узла i соблюдается баланс втекающих и вытекающих мощностей, который обеспечивается расчетом потокораспределения или оценивания состояния ЭЭС²:

$$\left. \begin{aligned} -P_{Gi} + P_{Li} + \sum_{j \in \Omega_i^+} P_{ij} - \sum_{j \in \Omega_i^-} P_{ji} &= 0, \\ i &= 1, \dots, n, \end{aligned} \right\} \quad (8.1)$$

² Здесь и ниже, как обычно для такого рода моделей, под «мощностью» понимается средняя мощность за час, численно равная энергии за один час.

где P_{Γ_i} – активная мощность, генерируемая в узле i ; P_{L_i} – активная мощность нагрузки в узле i ; P_{ij} – переток, вытекающий из узла i в узел j по ветви $i-j$; Ω_i^+ – множество номеров узлов, смежных i -му, в которые текут перетоки из узла i ; P_{ji} – переток мощности из узла j в узел i по ветви $i-j$; Ω_i^- – множество номеров узлов, инцидентных i -му, из которых в узел i течет переток P_{ji} ; n – число узлов.

3. Если в узле i цена мощности равна h_i , то после умножения всех вытекающих из узла мощностей $P_{ij}h_i$ на эту цену получим стоимости вытекающих из узла мощностей.

4. Каждый генератор в i -м узле заявляет на ЭР свою мощность P_{Γ_i} и либо издержки на ее производство $C(P_{\Gamma_i})$, или в частном случае мощность P_{Γ_i} и цену C_i , произведение которых равно стоимости генерируемой мощности.

5. Стоимость втекающей в узел i мощности P_{ji} из узла j равна произведению этой мощности на цену h_j мощности в узле j – $P_{ji}h_j$.

6. Выражение для финансового баланса в узле i может быть записано как

$$-P_{\Gamma_i}C_i - \sum_{j \in \Omega_i^-} P_{ji}h_j + h_i \left(P_{L_i} + \sum_{j \in \Omega_i^+} P_{ij} \right) = 0, \quad i = 1, \dots, n. \quad (8.2)$$

7. Для каждой связи может быть записан баланс стоимостей перетоков в начале и в конце связи $i-j$ (рис. 8.3, а). Стоимость перетока мощности $P_{ji}h_j$ из узла j должна быть равна стоимости перетока $P_{ij}h_{ij}$, поступающего в узел i :

$$h_{ij}P_{ij} = h_jP_{ji}, \quad (8.3)$$

где h_{ij} – новая цена перетока, втекающего в узел i , связанная с потерями мощности. Другими словами, потери мощности ΔP_{ij} в

связи $i-j$ компенсируются увеличением цены h_j до значения h_{ij} . Условие (8.3) можно назвать правилом прямоугольника: площади прямоугольников $P_{ji} \times h_j$ и $P_{ij} \times h_{ij}$ равны (рис. 8.3, б). Величину $C_{ij} = h_j P_{ij} = P_{ji} h_{ij}$ можно назвать потоком денег по ветви $i-j$.

$$h_{ij} = \frac{h_j P_{ji}}{P_{ij}} = \frac{h_j (P_{ij} + \Delta P_{ij})}{P_{ij}} = h_j \left(1 + \frac{\Delta P_{ij}}{P_{ij}} \right) > h_j. \quad (8.4)$$

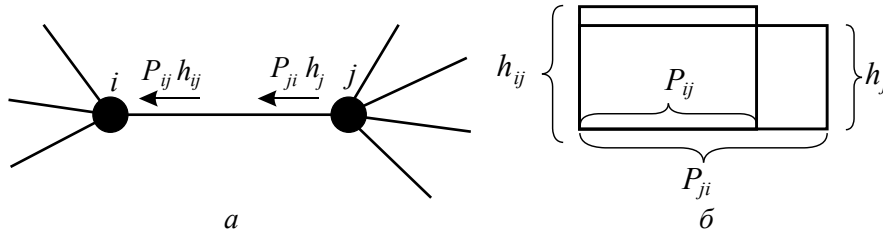


Рис. 8.3. Баланс стоимости мощности в связи $i-j$ (а) и правило прямоугольника (б)

В выражении (8.2) первые два слагаемых – затраты на производство P_{Γ_i} и покупку перетоков P_{ji} , втекающих в узел i из узлов $j \in \Omega_i^-$, а третье слагаемое – выручка от продажи нагрузки и вытекающих из узла i перетоков при единой цене продажи h_i . Имея данные потокораспределения P_{Γ_i} , P_{ij} , P_{L_i} и заявленные производителями издержки $C(P_{\Gamma_i})$, можно определить неизвестные h_{ij} ($i=1, \dots, n$) при $i \neq j$.

Матричный алгоритм определения узловых цен

Для определения мощностей, переданных из генераторных узлов в нагрузочные узлы, может использоваться выражение

$$P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}} = P_{\text{нагр}}^{\text{пер}} A_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}}$$

Столбцы матрицы $P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}}$ соответствуют генераторным узлам, а элементы столбцов показывают, какая мощность из генераторных

узлов передается в нагрузочные узлы, поэтому после умножения элементов столбца матрицы $P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}}$ на цену электроэнергии в генераторном узле $h_{\text{Г}}$ элементы столбца будут равны стоимости электроэнергии, переданной из генераторного узла в нагрузочные узлы. Суммирование стоимостей, переданных в каждый нагрузочный узел от разных генераторов, позволяет определить стоимости, переданные в нагрузочные узлы. Цена электроэнергии в нагрузочном узле может быть получена как отношение стоимости электроэнергии, переданной в узел, к мощности нагрузки в этом узле. Из баланса стоимости, переданной из генераторных узлов в нагрузочные узлы, и стоимости электроэнергии, полученной нагрузочными узлами

$$P_{\text{Г}} h_{\text{Г}} = C_{\text{Г}} = P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}} h_{\text{Г}} = P_{\text{нагр}} h_{\text{нагр}}, \quad (8.5)$$

может быть определена узловая цена электроэнергии в нагрузочных узлах:

$$h_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}}^{-1} \cdot P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}} h_{\text{Г}}. \quad (8.6)$$

Узловые цены, определенные по выражению (8.6), являются смешанными, поскольку результирующая цена в нагрузочном узле формируется как сумма взвешенных цен электроэнергии, переданной в нагрузочный узел от разных генераторов. Потребитель платит как за полученную электроэнергию, так и за потери электроэнергии, возникающие на пути ее передачи.

Алгоритм определения узловых цен в нагрузочных $h_{\text{нагр}}$ узлах включает в себя следующие основные этапы.

1. Для каждого момента графика нагрузок задается сбалансированный режим (потокораспределение), который получается либо по результатам решения задачи оценивания состояния, либо по данным имитационного расчета. Поэтому известны все переменные режима, в частности перетоки мощности в связях P_{ij} и P_{ji} ($i, j = 1, \dots, n; i \neq j$).

2. Получена ценовая заявка каждой ГК $h_{\text{Г}_i}$ или его расходная характеристика $C_i(P_{\text{Г}_i})$ и соответствующая выдаваемая на рынок мощность $P_{\text{Г}_i}$.

3. Формируется матрица $P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}} = P_{\text{нагр}}^{\text{пер}} A_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}}$, являющаяся матрицей адресности, элементы которой определяют мощности, передаваемые из генераторных узлов в нагрузочные.

4. Из (8.5) определяются стоимости переданной в нагрузочные узлы электроэнергии и из (8.6) – цена электроэнергии в нагрузочных узлах $h_{\text{нагр}}$, которая определяется текущим режимом в каждый момент времени t .

Проиллюстрируем матричный алгоритм на примере четырехузловой сети (рис. 8.4). Значения активных нагрузок в узлах 2 и 3, активных генераций в узлах 1 и 4, а также перетоков мощности в начале ветвей показаны на рис. 8.4.

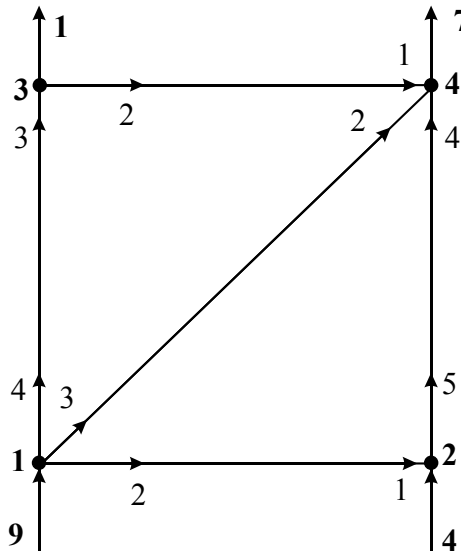


Рис. 8.4. Схема ЭЭС для иллюстрации матричного алгоритма определения узловых цен

$$(MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}}) = \begin{pmatrix} 9 & 0 & 0 & 0 \\ -2 & 5 & 0 & 0 \\ -4 & 0 & 3 & 0 \\ -3 & -5 & -2 & 7 \end{pmatrix}$$



$$\begin{aligned}
 & \overset{\text{пер}}{A}_{\text{нагр-}\Gamma} = (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1} P_{\Gamma} = \\
 & = \begin{pmatrix} 0,1111 & 0 & 0 & 0 \\ 0,0444 & 0,2 & 0 & 8 \\ 0,1481 & 0 & 0,3333 & 8 \\ 0,1217 & 0,1429 & 0,0952 & 0,1429 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 9 & & & \\ & 4 & & \\ & & 0 & \\ & & & 0 \end{pmatrix} = \\
 & = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0,4 & 0,8 & 0 & 0 \\ 1,3333 & 0 & 0 & 0 \\ 1,0952 & 0,5714 & 0 & 0 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \overset{\text{пер}}{P}_{\text{нагр-}\Gamma} = P_{\text{нагр}} \overset{\text{пер}}{A}_{\text{нагр-}\Gamma} = \\
 & = \begin{pmatrix} 0 & & & \\ & 0 & & \\ & & 1 & \\ & & & 7 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0,4 & 0,8 & 0 & 0 \\ 1,3333 & 0 & 0 & 0 \\ 1,0952 & 0,5714 & 0 & 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1,3333 & 0 & 0 & 0 \\ 7,6667 & 4 & 0 & 0 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

В соответствии с матричным подходом к определению затратных узловых цен составим уравнение (8.5). Цена генерации в 1-м и 4-м узлах полагалась равной соответственно 1,5 и 2,0 условных единиц (у.е.):

$$\begin{aligned}
 & P_{\Gamma} h_{\Gamma} = \overset{\text{пер}}{P}_{\text{нагр-}\Gamma} h_{\Gamma} = \\
 & = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1,3333 & 0 & 0 & 0 \\ 7,6667 & 4 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1,5 \\ 2,0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1,9999 \\ 19,5 \end{pmatrix} = P_{\text{нагр}} h_{\text{нагр}}
 \end{aligned}$$

$$h_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}}^{-1} P_{\text{нагр-Г}}^{\text{пер}} h_{\text{Г}} = \begin{pmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & 1 \\ & & & 1/7 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1,9999 \\ 19,5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1,9999 \\ 2,785 \end{pmatrix}.$$

Проверяем баланс:

$$P_{\text{Г}} h_{\text{Г}} = 1 \cdot 1,9999 + 7 \cdot 2,785 = 9 \cdot 1,5 + 4 \cdot 2 = P_{\text{нагр}} h_{\text{нагр}} = 21,5.$$

Графовый алгоритм определения узловых цен

Установить прозрачные узловые цены можно, используя графовый алгоритм адресности, в котором исходной информацией при определении мощности, передаваемой из генераторных узлов в нагрузочные узлы, служат перетоки мощности в начале ветвей, при ориентации ветвей, совпадающей с направлением перетоков мощности в них.

Узловые цены по заданным ценам генераторов и заданному потокораспределению в электрической сети могут быть получены с помощью графового алгоритма адресности, позволяющего определить долю мощности заданного генераторного узла, передаваемую в нагрузочный узел.

Пусть $P_{\text{Г}_j L_i}$ – среднечасовая мощность (энергия за один час), передаваемая в i -й нагрузочный узел из j -го генераторного узла. Тогда после умножения этой энергии на цену энергии $c_{\text{Г}_j}$ в j -м узле получим стоимость электроэнергии, передаваемой в i -й узел из j -го узла.

Если нагрузка в i -м узле получает электроэнергию от S генераторов, узловая цена электроэнергии в нагрузочном узле будет

$$h_i = \sum_{j=1}^S P_{\text{Г}_j L_i} h_{\text{Г}_j} / P_{L_i}, \quad (8.7)$$

где P_{L_i} – среднечасовая мощность, полученная нагрузкой.

Узловые цены, определенные по выражению (8.7), аналогично ценам, вычисленным по (8.6), являются взвешенными, а в качестве



весов выступают доли мощности, передаваемые из генераторных узлов в нагрузочные узлы.

Если выражение (8.7) переписать для R нагрузочных узлов в виде

$$\sum_{i=1}^R h_i P_{L_i} = \sum_{i=1}^R \sum_{j=1}^S P_{\Gamma_j L_i} h_{\Gamma_j}, \quad (8.8)$$

то из него будет следовать, что стоимость электроэнергии, полученной нагрузочными узлами (левая часть равенства (8.8)), равна стоимости электроэнергии, проданной электростанциями (правая часть равенства (8.8)).

Для иллюстрации предложенных подходов к определению прозрачных затратных узловых цен выбрана 13-узловая схема (рис. 8.5, а).

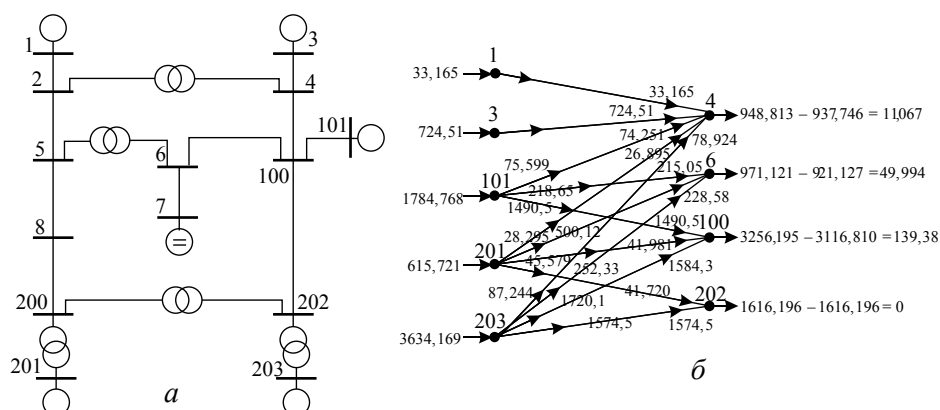


Рис. 8.5. Схема ЭЭС (а), финансовые потоки, текущие из генераторных в нагрузочные узлы (б)

С помощью программы расчета установившегося режима [21] было рассчитано четыре режима, оптимальных по издержкам топлива. В первом режиме все переменные находятся в допустимых границах, во втором и третьем режиме потребовался ввод в допустимую область из-за нарушенных ограничений соответственно на переток в ветви 203-202 и переток в ветви 100-101, в четвертом режиме потребовался ввод режима в допустимую область из-за нарушенного ограничения на напряжение в 200-м узле.



Значения активных мощностей нагрузок, а также перетоков активной мощности в ветвях схемы и активных мощностей генерации для оптимального по издержкам топлива режима (первого режима), записаны в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Значения активных мощностей для первого режима

Узел	Узловые активные мощности, МВт		Ветвь	Перетоки активной мощности, МВт	
	нагрузка	генерация		в начале ветви	в конце ветви
1	0	116,322	1-2	116,323	-116,323
2	0	0	2-4	159,019	-159,019
3	0	741,349	5-2	42,729	42,694
4	1000	0	3-4	741,346	741,346
5	0	0	100-4	101,44	99,631
6	1100	0	5-6	811,448	811,448
7	0	0	8-5	874,194	854,167
8	0	0	6-7	0	0
100	2000	0	100-6	293,394	288,552
101	0	1792,372	200-8	894,031	874,195
200	0	0	101-100	792,372	1792,372
201	0	1059,785	202-100	654,089	602,454
202	500	0	201-200	1059,783	1059,783
203	0	988,349	200-202	165,746	-165,746
			203-202	988,346	988,346

Значения стоимости топливных издержек для каждой из пяти станций и цена электроэнергии без учета постоянной составляющей затрат для четырех режимов приведены в табл. 8.2.

Для всех четырех режимов были определены узловые цены в нагрузочных узлах (табл. 8.3). Узловые цены за 1 МВт · ч электроэнергии показаны также в виде диаграммы на рис. 8.6.

Сравнение цен в нагрузочных узлах с ценами в генераторных узлах во всех режимах показывает, что смешивание издержек генераторов в нагрузочных узлах приводит к следующему результату: минимальная нагрузочная цена не ниже минимальной генераторной цены, а максимальная нагрузочная цена не выше максимальной генераторной цены.



Таблица 8.2

Стоимость топливных издержек станций в у.е. и цена электроэнергии в у.е./МВт · ч для четырех режимов

Номер узла	Режим 1		Режим 2		Режим 3		Режим 4	
	Издержки	Цена электроэнергии	Издержки	Цена электроэнергии	Издержки	Цена электроэнергии	Издержки	Цена электроэнергии
1	33,165	0,285115	17,887	0,164306	1499,57	2,499735	131,640	0,812702
3	724,510	0,977286	780,010	1,007699	1056,53	1,140248	131,813	0,408795
101	1784,768	0,995757	1782,65	0,995166	461,95	0,463594	1751,03	0,986281
201	615,7216	0,580987	5132,94	3,605651	1416,531	1,250435	3995,92	2,97906
203	3634,169	3,67701	523,875	0,879531	4609,87	4,258239	5808,52	4,888706
Суммарные издержки и средняя цена								
	6792,3	1,24620	8237,4	1,330471	9044,5	1,92245	11818,9	2,015109



Таблица 8.3

Стоимость в у.е. электроэнергии, полученной каждой нагрузкой и цена в у.е./МВт · ч электроэнергии в нагрузочном узле для четырех режимов

Номер нагрузочного узла	Режим 1		Режим 2		Режим 3		Режим 4	
	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена электроэнергии в нагрузочном узле	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена электроэнергии в нагрузочном узле	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена полученной электроэнергии	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена электроэнергии в нагрузочном узле
4	948,8136	0,948817	1079,562	1,09903	1396,525	1,396526	1747,003	1,747002
6	971,1216	0,882838	3455,374	3,158933	1862,498	1,693179	3204,899	2,913544
100	3256,195	1,628104	2636,472	1,327966	3967,851	1,983927	4556,456	2,278228
202	1616,196	3,232371	1065,960	2,170790	1817,568	3,635171	2310,577	4,621152
Средняя цена	6,69213		7,756719		8,708803		11,55993	

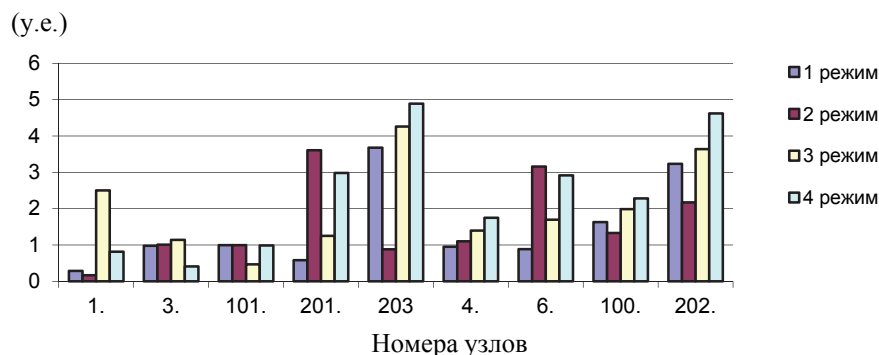


Рис. 8.6. Узловые цены для четырех режимов

Процесс смешивания издержек генераторов в нагрузочных узлах проиллюстрирован на основе графового алгоритма. На рис. 8.5, б показаны финансовые потоки, передаваемые из генераторных в нагрузочные узлы, а также финансовые потоки, поступающие из генераторных узлов в нагрузочные; последние определены аналогично передаваемым перетокам. Разность между финансовым перетоком, передаваемым в нагрузочный узел от конкретного генератора, и перетоком, поступающим в нагрузочный узел, равна издержкам за потери мощности на пути такой передачи.

Сравнение издержек на энергию, переданную из генераторных узлов в нагрузочные узлы, и издержек на энергию, полученную нагрузочными узлами, позволяет определить долю узловой цены электроэнергии в нагрузочных узлах, приходящейся на потери энергии в сети. Результаты такого анализа приведены в табл. 8.4.

Анализ узловых цен для различных режимов показывает, что введение ограничений, приводящее к увеличению издержек на производство электроэнергии, в среднем увеличивает узловые цены как в генераторных, так и в нагрузочных узлах. Следует отметить, что слагаемые узловых цен, связанные с потерями энергии в сети во втором и третьем режиме, даже ниже, чем в первом режиме. Для четвертого режима вклад потерь в узловую цену довольно заметен. Очевидно, что увеличение узловых цен является платой за ограничения.

Еще раз подчеркнем, что предложенная модель для определения узловых цен ориентирована в первую очередь на обеспечение «справедливой» оплаты потребителями электроэнергии. Поэтому

Таблица 8.4

Слагаемые цены электроэнергии в нагрузочных узлах, связанные с полученной электроэнергией и потерями энергии в сети в у.е./МВт · ч

Номер нагрузочного узла	Режим 1		Режим 2		Режим 3		Режим 4	
	Цена за полную электро-энергию	Цена за потери энергии в сети	Цена за полную электро-энергию	Цена за потери энергии в сети	Цена за полную электро-энергию	Цена за потери энергии в сети	Цена за полную электро-энергию	Цена за потери энергии в сети
4	0,937749	0,011067	1,088477	0,010551	1,396526	0,0	1,624113	0,122889
6	0,837388	0,045449	3,017526	0,014139	1,649434	0,043744	2,703004	0,210540
100	1,558411	0,069692	1,284062	0,043904	1,806676	0,017725	2,097486	0,180742
202	3,232371	0,0	2,170790	0,0	3,635171	0,0	4,621152	0,0
Средняя цена	1,64148	0,031552	1,890214	0,017149	2,121952	0,015367	2,761439	0,128543

особенно важно ограничение цен энергетической комиссией, которая проверяет обоснованность затрат (расходных характеристик и, в частности, цен C_i). Элементы конкуренции возникают на этапе планирования режима, когда процедура оптимизации режима «выбирает» наиболее экономичные станции. Вместе с тем модель может использоваться и для принятия решений диспетчером.

Предложенные алгоритмы позволяют учесть любые виды функций затрат на выработку электроэнергии генераторами (квадратичные зависимости, ступенчатые и т. п.). Полученная линейная модель связывает перетоки, заявки и цены. К ней применимы подходы, используемые для анализа традиционной модели потокораспределения, в частности, можно использовать методологию сингулярного анализа для выявления сенсоров и «узких мест» [25]. При этом в качестве возмущений могут выступать ценовые заявки. Есть возможность выявления «узких мест», по которым производится автоматическая декомпозиция на ценовые зоны.

Не требуется сводить все критерии участников рынка к одному. Это обеспечивает прозрачность, контролируемость и простоту получения результата.

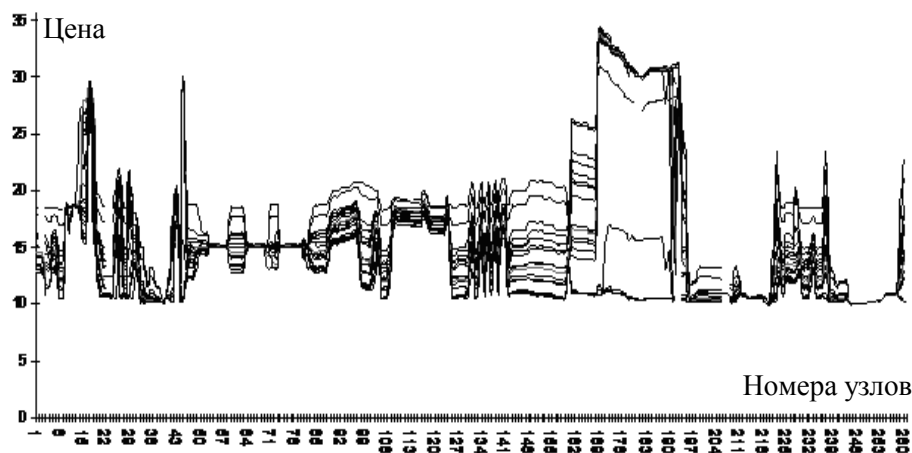


Рис. 8.7. Изменение узловых цен в нагрузочных узлах в течение суток

На рис. 8.7 приведены полученные на основе рассмотренных подходов к определению узловых цен их часовые значения, для 24 часов и среднее значение в течение суток в 260 нагрузочных узлах реальной энергосистемы, рассчитанные по прогнозным значе-

ниям нагрузок на каждый час суток и отпускным ценам электроэнергии на станциях.

Анализ графиков показывает, что значения узловых цен в разные часы суток существенно изменяются. Провалы узловых цен для отдельных узлов практически до нуля объясняются отсутствием нагрузки в них на протяжении нескольких часов в течение суток.

§ 2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА АДРЕСНОСТИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ТАРИФА ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Тариф на услуги по передаче электрической энергии по магистральным сетям рассчитывается в виде ставки на содержание объектов электросетевого хозяйства и ставки на оплату нормативных технологических потерь.

Подход к формированию первой составляющей ставки тарифа с использованием метода адресности рассмотрен в [26], впервые такое решение было получено в [40].

Для определения мощности, передаваемой из j -го узла в i -й нагрузочный L узел, будем использовать выражение (7.60) для коэффициентов адресности:

$$P_{jL_i}^{\text{пер}} = P_j \bar{P}_{L_i} \sum_{s=1}^S \prod_{k=1}^{K^s} \bar{P}_{k \text{ нач}}, \quad (8.9)$$

напомним, что P_j – мощность, вытекающая из j -го узла; $\bar{P}_{L_i}$ – относительная нагрузка в узле i ; $\bar{P}_{k \text{ нач}}$ – относительный переток мощности в начале ветви k .

Для распределения годовых затрат по обслуживанию линий и подстанций между нагрузочными узлами в каждом узле r электрической сети определялись исходные удельные узловые затраты, складывающиеся из удельных затрат обслуживания подстанций c_r^o и обслуживания линий c_r^b :

$$c_r = C_{or} \left/ \sum_{t=1}^T P_{tr} \right. + \sum_{t=1}^T C_{tr} \left/ \sum_{t=1}^T P_{tr} \right. = c_r^o + c_r^b, \quad (8.10)$$

где P_{tr} – мощность, передаваемая по линии tr из узла t в узел r ; C_{or} – годовые затраты обслуживания трансформаторных подстанций, отнесенные к узлу r ; C_{tr} – годовые затраты обслуживания линии tr .

При умножении мощности $P_{jL_i}^{\text{пер}}$ на удельные узловые затраты c_j в узле j получим долю затрат, передаваемую из узла j в узел i . При этом осуществляется переход от потокораспределения мощностей к потокораспределению сетевых затрат.

Если нагрузка в i -м узле получает мощность из J узлов, то узловая цена за транспорт электроэнергии в течение года в нагрузочном узле, складывающаяся из цены обслуживания подстанций h_i^o и цены обслуживания линий h_i^b , будет

$$h_i = h_i^o + h_i^b = \sum_{j=1}^J P_{jL_i}^{\text{пер}} c_j^o / P_{Li} + \sum_{j=1}^J P_{jL_i}^{\text{пер}} c_j^b / P_{Li}, \quad (8.11)$$

где P_{L_i} – мощность нагрузки.

Из выражения, аналогичного (8.9), может быть определена мощность, полученная нагрузочным узлом i из узла j :

$$P_{jL_i}^{\text{пол}} = P_j \bar{P}_{L_i} \sum_{s=1}^S \prod_{k=1}^{K^S} \bar{P}_{k\text{кон}}, \quad (8.12)$$

где $\bar{P}_{k\text{кон}}$ – относительный поток мощности в конце ветви.

Переданную из узла j в нагрузочный узел i мощность $P_{jL_i}^{\text{пер}}$ можно представить как сумму мощности $P_{jL_i}^{\text{пол}}$, полученной узлом i , и мощности ΔP_{jL_i} , потерянной на пути ее передачи из узла j в узел i . Это позволяет разбить узловую цену в нагрузочном узле на две составляющие, первая из которых $h_i^1 = h_i^{o1} + h_i^{b1}$ определяется мощностью, поступившей в нагрузочный узел,

а вторая $h_i^2 = h_i^{o2} + h_i^{b2}$ – потерями мощности, возникающими на пути ее передачи:

$$h_i = h_i^o + h_i^b = \left(\sum_{j=1}^J P_{jL_i}^{\text{пол}} c_j^o + \sum_{j=1}^J \Delta P_{jL_i} c_j^o \right) / P_{L_i} + \left(\sum_{j=1}^J P_{jL_i}^{\text{пол}} c_j^b + \sum_{j=1}^J \Delta P_{jL_i} c_j^b \right) = h_i^{o1} + h_i^{o2} + h_i^{b1} + h_i^{b2}, \quad (8.13)$$

h_i^{o1} , h_i^{o2} и h_i^{b1} , h_i^{b2} определяются затратами на обслуживание подстанций c_r^o и обслуживание линий c_r^b .

Из выражения (2.14) следует, что наличие потерь приводит к тем большему увеличению цены в узле i , чем больший путь проходит мощность из узла j в узел i .

Суммарные затраты в нагрузочных узлах равны суммарным годовым затратам на обслуживание подстанций и обслуживание линий:

$$\sum_{i=1}^I h_i P_{L_i} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J P_{jL_i}^{\text{пер}} c_j = \sum_{j=1}^J P_j (c_j^o + c_j^b). \quad (8.14)$$

Проиллюстрируем результат определения узловых цен, связанных с транспортом электрической энергии, для реальной энергосистемы, схема замещения которой содержит 446 узлов, 536 связей. При этом будем оценивать вклад в узловые цены только затрат на обслуживание линий 220 – 500 кВ и связанных с этими линиями подстанций, без учета затрат на обслуживание сетей 110 – 6 кВ.

Сетевые затраты были определены В.М. Соболевским по информации о составе оборудования и экономическим показателям сетевой компании с учетом действующих нормативных документов по регулированию тарифов и укрупненных показателей стоимости электрических сетей.

По каждому сетевому объекту затраты рассчитывались как сумма годовых амортизационных отчислений, зависящих от первоначальной балансовой стоимости объекта с учетом его переоценки,

и годовых ремонтно-эксплуатационных затрат, определяемых объемом обслуживания в условных единицах.

Подробный учет видов и параметров основного оборудования подстанции при расчете годовых затрат C_o позволил разнести эти затраты между узлами r всех уровней напряжения подстанции:

$$C_o = \sum_r C_{or} = C_{o500} + C_{o220} + C_{o110} + C_{o6-35}. \quad (8.15)$$

Суммарная стоимость обслуживания линий и подстанций исследуемой энергосистемы была распределена только между теми узлами расчетной схемы, в которые в соответствии с методом адресности эта стоимость передается, что привело к увеличению средней узловой цены в нагрузочных узлах до значения 199 тыс. руб/МВт в год по сравнению со значением 179 тыс. руб/МВт в год, полученным при распределении суммарной стоимости между всеми нагрузочными узлами. Низкая средняя узловая цена связана не с низкой стоимостью обслуживания магистральных сетей, а с наличием энергоемких потребителей, расположенных вблизи крупных электростанций, – это так называемый «сетевой эффект местоположения».

На рис. 8.8–8.10 показаны узловые цены в нагрузочных узлах 6 – 550 кВ, полученные с использованием метода адресности для потокораспределения, соответствующего режиму максимальной нагрузки.

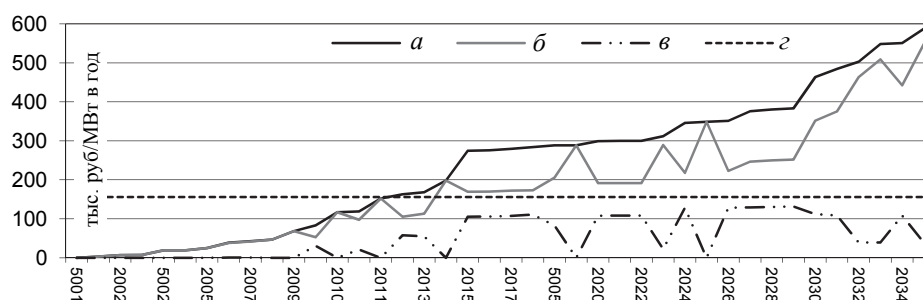


Рис. 8.8. Узловые цены в нагрузочных узлах напряжением 220 кВ (узлы 2001 – 2035), 500 кВ (узлы 5001 – 5005) (а) и их составляющие, связанные с обслуживанием линий 220 – 500 кВ (б) и обслуживанием связанных с этими линиями подстанций (в), средняя цена (г)

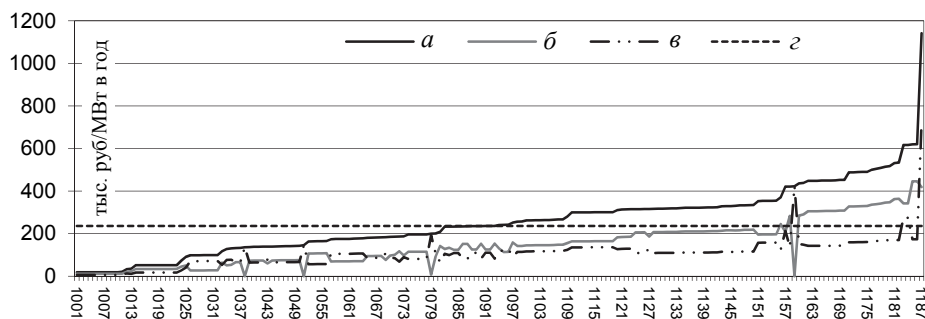


Рис. 8.9. Узловые цены в нагрузочных узлах напряжением 110 кВ (а) и их составляющие, связанные с обслуживанием линий 220 – 500 кВ (б) и обслуживанием связанных с этими линиями подстанций (в), средняя цена (г)

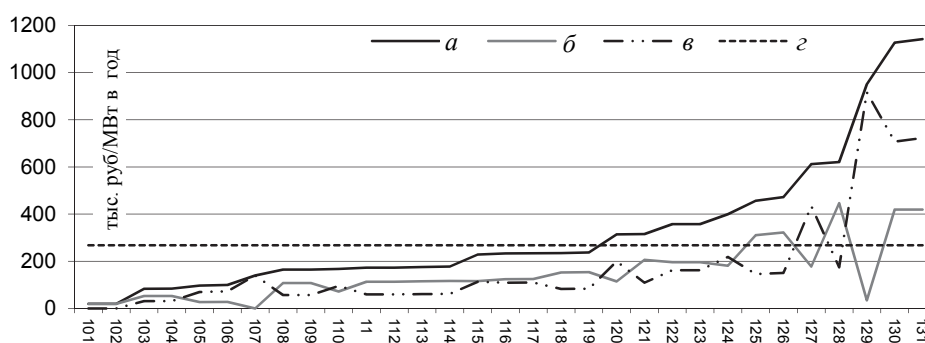


Рис. 8.10. Узловые цены в нагрузочных узлах напряжением 6 – 35 кВ (а) и их составляющие, связанные с обслуживанием линий 220 – 500 кВ (б) и обслуживанием связанных с этими линиями подстанций (в), средняя цена (г)

Цены в нагрузочных узлах 500 – 220 кВ могут служить базой для формирования тарифов на передачу электроэнергии по магистральным сетям. Средняя узловая цена на напряжении 500 – 220 кВ, равная 156,2 тыс. руб./МВт в год, ниже средней узловой цены по системе в целом.

Цена в нагрузочном узле складывается из цены обслуживания линий и цены обслуживания подстанций. Упорядочение узлов для каждого уровня напряжения в порядке возрастания узловой цены

в них позволяет оценить степень дифференциации цен по напряжениям.

Узловые цены в магистральной сети, определяемые затратами по обслуживанию линий, в общем случае тем больше, чем больший путь проходит мощность при ее передаче в нагрузочный узел. В наиболее выгодном положении оказываются нагрузки, расположенные вблизи центров питания, в которых узловые цены существенно меньше средней цены.

Для сети 500 – 220 кВ узловые цены, определяемые затратами на обслуживание линий, выше, чем затраты на обслуживание подстанций, которые тем не менее вносят ощутимый вклад в отдельные узловые цены магистральной сети. Гораздо в большей степени эти затраты влияют на узловые цены в сетях 6 – 110 кВ, что обусловлено преимущественным отнесением указанных затрат в узлы, расположенные на границе магистральных и распределительных сетей.

Для сети 110 кВ и сети 6 – 35 кВ узловые цены обслуживания подстанций в целом ряде узлов выше узловых цен обслуживания линий. Так, например, в узле 1187 узловая цена, равная 1142 тыс. руб/МВт в год, определяется затратами по обслуживанию подстанции, приходящимися только на этот узел.

Чем ниже уровень напряжения сети, тем выше на этом уровне средняя цена. Так, в сетях 500 – 220 кВ, 110 кВ и 6 – 35 кВ средние цены соответственно равны 156,17, 236,19, 268,72 тыс. руб/МВт в год. Это обусловлено не только потоком затрат из магистральных сетей, но и учетом потерь в распределительных сетях, затраты на обслуживание которых приняты равными нулю.

Аналогичным образом может быть получен вклад в узловые цены затрат на обслуживание электрических сетей других уровней напряжений.

Сравнение графика упорядоченных по возрастанию узловых цен в нагрузочных узлах (рис. 8.11, *а*) с линией средней цены (рис. 8.11, *в*) позволяет выделить область 1 узлов, которые в случае принятия средней цены по системе будут оплачивать сетевые затраты за потребителей, вошедших в область 2, т. е. выделить участников кросс-субсидирования.

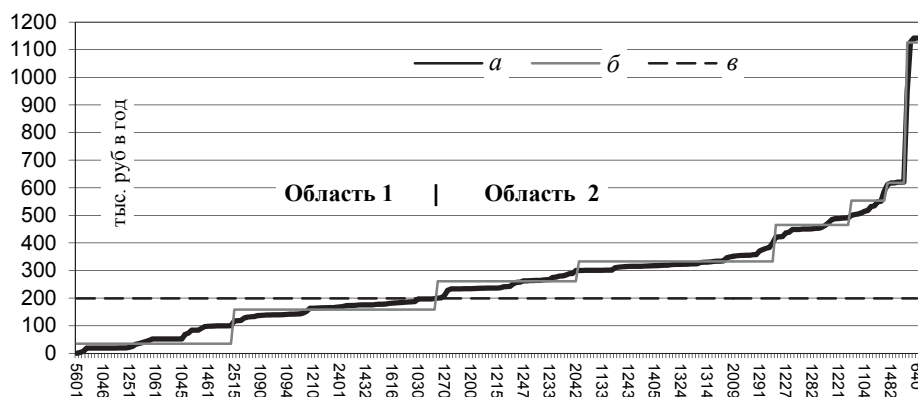


Рис. 8.11. Узловые цены в нагрузочных узлах напряжением 500 – 6 кВ, связанные с обслуживанием линий и обслуживанием подстанций (а), средняя цена для каждого из диапазонов узловых цен, принятых равным 100 тыс. руб/МВт в год (б), средняя цена по системе в целом (в)

Узловые цены, полученные на основе алгоритма адресности, позволяют определить средние цены (тарифы на услуги по передаче электроэнергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС) для любой совокупности искусственно или естественно выделенной подсистемы узлов, в том числе:

- среднюю цену по системе в целом;
- средние цены для подсистем различных классов напряжений;
- средние цены для группы узлов, географически не связанных друг с другом, узловые цены в которых лежат в заданном диапазоне цен;
- средние цены для группы узлов, географически связанных между собой, узловые цены в которых лежат в заданном диапазоне цен, а также выделить участников кросс-субсидирования.



§ 3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА АДРЕСНОСТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Установленные мощности потребителей в ЭЭС существенно различаются, но есть потребители, мощность которых вносит значительный вклад в суммарную нагрузку. Такие потребители могут быть названы крупными [27].

В свою очередь каждый крупный потребитель получает питание от ограниченного числа электростанций или поставщиков. Поставщики, которые передают крупному потребителю существенную долю мощности, могут быть названы основными.

Для исследования режимной надежности электроснабжения крупных потребителей (далее – надежности) были проанализированы потоки мощности между поставщиками и крупными потребителями и определен состав основных поставщиков, их долевое участие в покрытии нагрузок крупных потребителей, составлен список расчетных и фиксируемых возмущений.

Расчетные возмущения представляют перечень возможных коммутаций в электрической сети, а фиксируемые возмущения – это те расчетные возмущения, для которых не существует допустимого потокораспределения [27].

В алгоритме исследования надежности расчетные возмущения определяются в результате решения следующих задач.

1. Расчет допустимого потокораспределения для анализируемого режима ЭЭС.

2. Определение для каждого крупного потребителя методом адресности исходного состава основных поставщиков, мощности, переданной каждому потребителю каждым поставщиком, и путей передачи мощности от поставщиков потребителям.

3. Построение графа поставок, включающего только те связи электрической сети, по которым мощность передается от основных поставщиков к крупным потребителям.

4. Определение значений коэффициентов участия и замещения для характеристики степени участия каждого из основных поставщиков в передаче мощности всем крупным потребителям и степени их взаимного резервирования.



5. Формирование списка расчетных и фиксируемых возмущений. Вначале по топологическому анализу графа исходной сети составляется список связей, отключение каждой из которых не приводит к появлению изолированных подсистем, не содержащих источника питания. Затем список расчетных возмущений дополняется возмущениями, полученными с помощью топологического анализа графа поставок. С этой целью для каждого крупного потребителя определяется список связей, отключение которых разрывает пути поставки мощности к крупному потребителю от его основных поставщиков. Такое расчетное возмущение может содержать несколько одновременно отключаемых связей. Если расчетное возмущение приводит к образованию изолированной подсистемы без поставщиков, то оно включается в список фиксируемых возмущений.

6. Расчет допустимого потокораспределения для каждого расчетного возмущения. Если такое потокораспределение получить не удастся, то возмущение включается в состав фиксируемых возмущений, иначе производится корректировка графа поставок, списков основных поставщиков для каждого крупного потребителя и списка расчетных возмущений.

7. Анализ фиксируемых возмущений, включающий выявление и устранение факторов, которые вызывают отсутствие допустимого потокораспределения для каждого фиксируемого возмущения. Изменяются значения мощности поставщиков, состав включенного оборудования ЭЭС, подключаются поставщики соседних ЭЭС. Если такие изменения не позволяют найти допустимое потокораспределение, то дальнейший анализ возмущения выполняется вне цикла работы алгоритма.

Рассматривалась расчетная схема реальной ЭЭС, содержащей 143 генераторных узла (поставщиков мощности), 479 нагрузочных и 69 транзитных узлов, 828 связей, из которых 352 трансформаторные. ЭЭС включает 10 крупных потребителей, нагрузка которых составляет около 50 % от ее суммарной нагрузки.

Расчеты проводились для сбалансированного допустимого режима максимальной нагрузки, сформированного на основе зимнего контрольного замера. Активные мощности генерации всех поставщиков, диапазоны значений генераций реактивной мощности и модулей узловых напряжений были заданы и фиксированы.

Анализ адресности потокораспределения показал, что 10 крупных потребителей получают питание от 25 основных поставщиков. Поскольку отдельные основные поставщики представлены различными группами генераторов одной электростанции, на уровне электростанций их число равно не 25, а 13.

К основным поставщикам для каждого крупного потребителя отнесены те из них, чей суммарный вклад в поставляемую потребителю мощность составил не менее 90 % от его нагрузки.

Для каждого крупного потребителя на рис. 8.12 в виде диаграмм показаны составы основных поставщиков и доля поставляемой ими мощности, в процентах от мощности потребителя. Из анализа этого рисунка видно, что максимальное число поставщиков, равное двенадцати, имеет крупный потребитель КП10, остальные же потребители КП1 – КП9 имеют от двух до девяти поставщиков, что существенно меньше общего их числа, равного 143. Основные поставщики, перечисленные через тире, представляют группы генераторов одной электростанции.

Информация о путях, по которым мощность основных поставщиков передается крупным потребителям, и составе входящих в них ветвей использовалась при построении (рис. 8.13) ориентированного графа поставок.

Ориентация ветвей графа указывает на направления передачи мощности от основных поставщиков (узлы обведены окружностями) к крупным потребителям (узлы обведены прямоугольниками). Рядом с ветвями графа поставок указаны тип ветви (линия или трансформатор) и число цепей.

Полученный граф включает только небольшую часть элементов исходной расчетной схемы ЭЭС, что делает его обозримым и позволяет визуально выбрать наиболее опасные коммутации, которые могут привести к нарушению электроснабжения крупных потребителей, а также позволяет выделить зоны локализации основных поставщиков относительно крупных потребителей.

Характеристики основных поставщиков в виде значений коэффициентов заменяемости $K_{\text{зам}}$ и участия $K_{\text{уч}}$ представлены на графиках рис. 8.14, а, б, указывающих на высокую степень участия каждого из них в передаче мощности всем крупным потребителям и на высокую степень взаимного резервирования основных поставщиков.

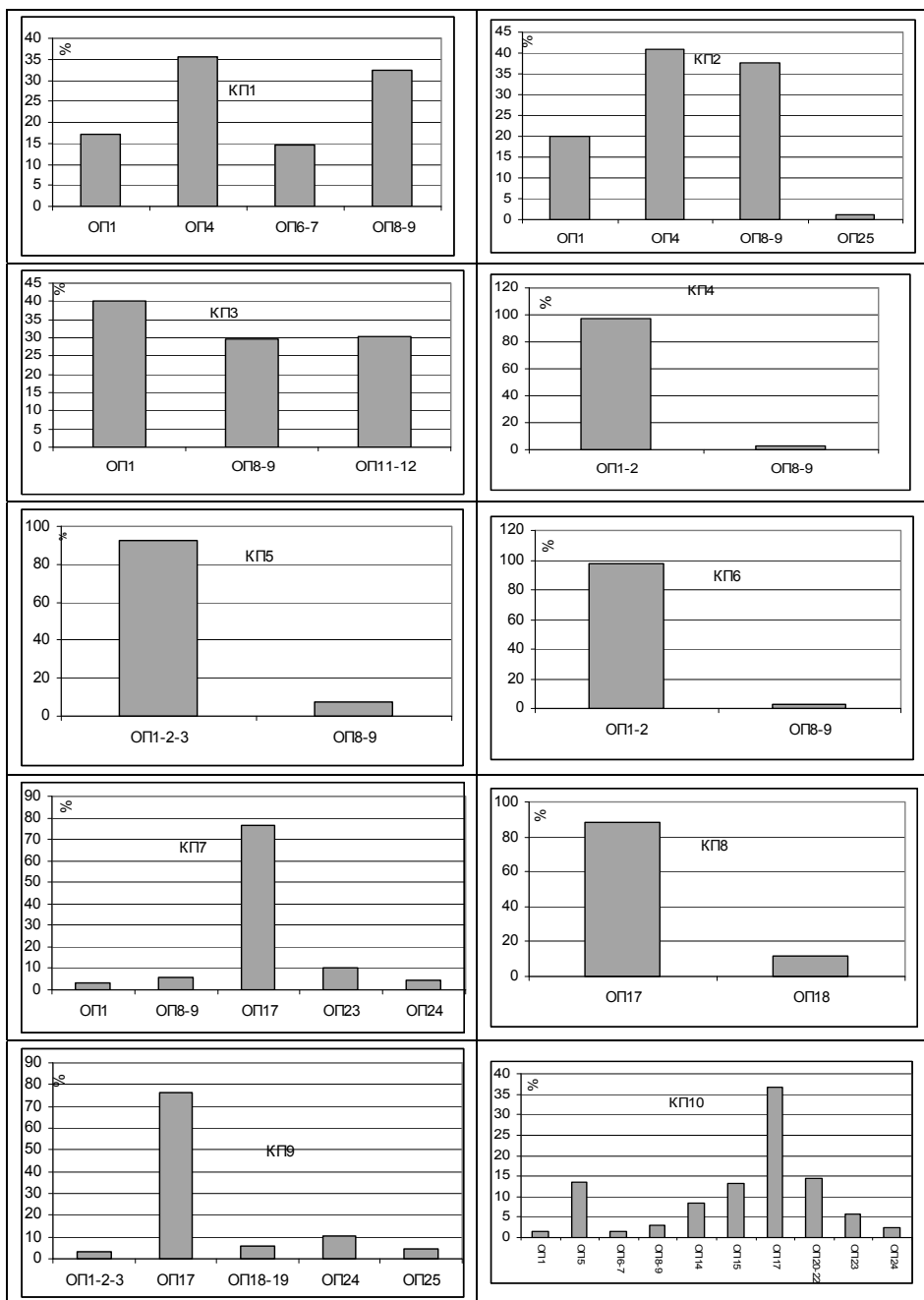


Рис. 8.12. Долевой вклад основных поставщиков (ОП) в электроснабжение крупных потребителей (КП)

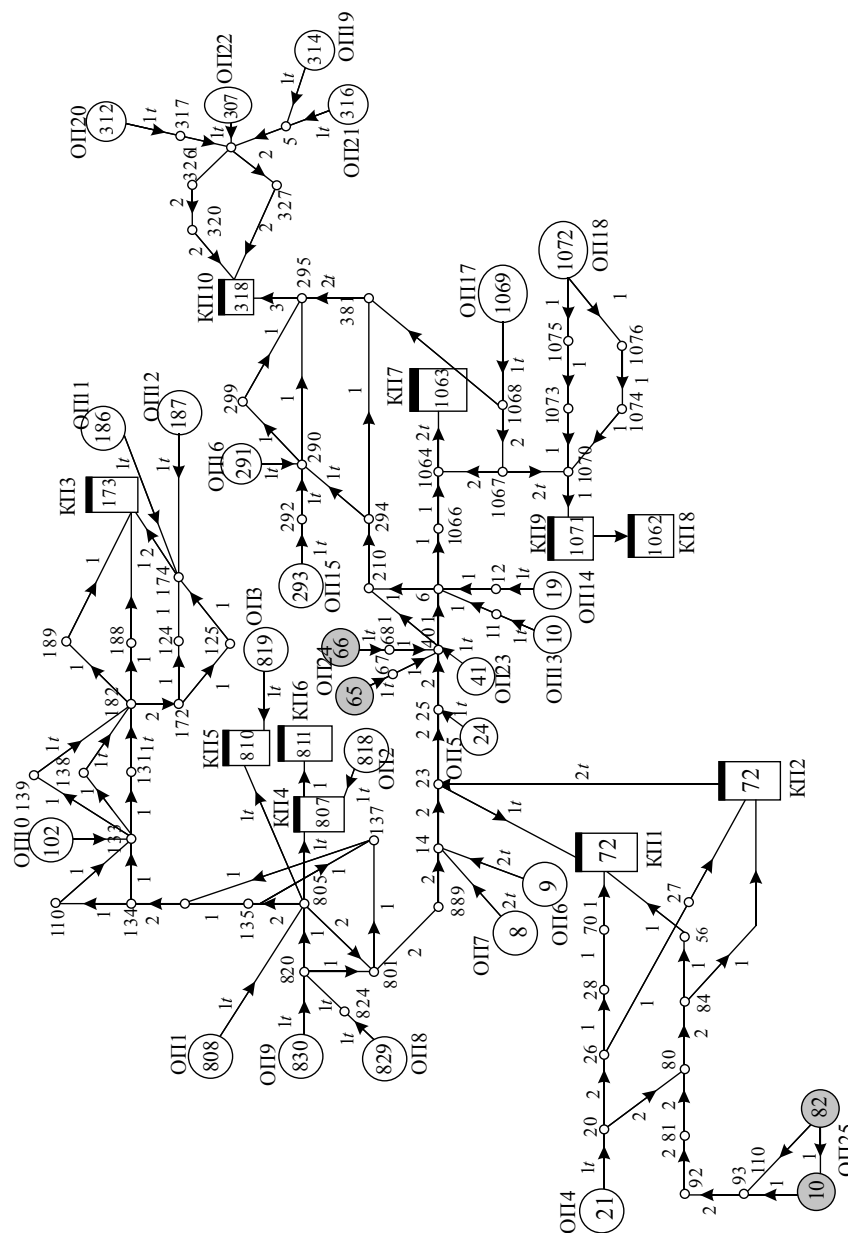


Рис. 8.13. Направления перетоков активной мощности от основных поставщиков крупным потребителям для исходного режима

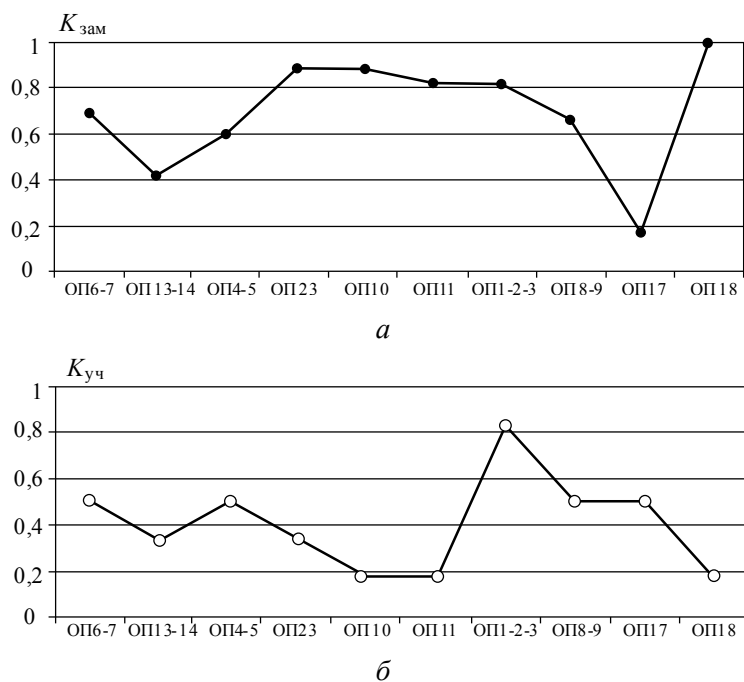


Рис. 8.14. Значения коэффициентов заменяемости $K_{\text{зам}}^i$ (а) и коэффициентов участия $K_{\text{уч}}^i$ (б) для основных поставщиков

Анализ результатов расчета допустимого потокораспределения для каждого расчетного возмущения приведен в табл. 8.5, в которой для сокращения использованы следующие обозначения: КП – крупный потребитель, ОП – основной поставщик, РВ – расчетные возмущения, ФВ – фиксируемые возмущения.

В последнем столбце табл. 8.5 для каждого крупного потребителя указан тип дефицита мощности, возникающего при реализации фиксируемого возмущения. В этом же столбце приведены способы устранения дефицита мощности, в качестве которых использовалось изменение фиксированных значений активной мощности некоторых поставщиков ЭЭС и подключение к рассматриваемой ЭЭС поставщиков соседних ЭЭС. Применение указанных способов обеспечило допустимость потокораспределения для всех полученных фиксируемых возмущений. Так, для крупных потребителей КП1, КП2 и КП10 для устранения дефицита активной мощности

были подключены поставщики соседней ЭЭС, находящейся на значительном расстоянии от данных потребителей.

Таблица 8.5

Результаты анализа расчетных возмущений

Но- мер КП	Чис- ло ОП	Номера ОП	Чис- ло РВ	Чис- ло ФВ	Анализ ФВ
1	6	1, 4, 6–9	6	2	Дефицит по P . Подключение поставщиков из соседней ЭЭС
2	5	1, 4, 8, 9, 20, 21	6	2	Дефицит по P . Подключение поставщиков из соседней ЭЭС
3	5	1, 8–9, 11–12	4	2	Дефицит по P и Q . Изменение заданных значений активной мощности поставщиков
4	4	12, 13, 16	3	1	Дефицит по P и Q . Изменение заданных значений активной мощности поставщиков
5	5	1, 2, 3, 8, 9	3	1	Дефицит по P и Q . Изменение заданных значений активной мощности поставщиков
6	4	1, 2, 8, 9	3	1	Дефицит по P и Q . Изменение заданных значений активной мощности поставщиков
7	6	1, 8, 9, 17, 23, 24	2		
8	2	17, 18	2		
9	8	1–3, 8, 9, 17–19, 24, 25	2		
10	13	1, 5–9, 14–15, 19, 20–24	5	1	Дефицит по P . Подключение поставщиков из соседней ЭЭС

Для потребителей КП3–КП6 потребовалось изменение фиксированных значений активных мощностей как основных, так и других поставщиков. Для потребителей КП7–КП9 существовало допу-



стимое потокораспределение для всех расчетных возмущений, поэтому ни одно из них не было переведено в состав фиксируемых возмущений.

В целом проведенный анализ показал высокую степень режимной надежности энергоснабжения крупных потребителей.

Показано, что использование метода адресности позволило учесть наиболее существенные взаимосвязи поставщиков и потребителей, построить граф поставок небольшой размерности и тем самым существенно упростить процедуру поиска состава и числа расчетных возмущений.

§ 4. СРАВНЕНИЕ МАРГИНАЛЬНЫХ И ЗАТРАТНЫХ УЗЛОВЫХ ЦЕН

Взаимодействие продавцов и покупателей в электроэнергетической системе (ЭЭС) осуществляется через электрическую сеть, для которой справедливы законы Ома и Кирхгофа. На их основе составляются математические модели, используемые для определения допустимых и оптимальных решений. При моделировании рыночных условий необходимо вводить в такие модели финансовые переменные (себестоимость, цена, платежи, кредиты) и взаимосвязи как между ними, так и с физическими переменными, а также ограничения на оба типа переменных. Такие модели были названы финансово-технологическими. С их помощью анализируется и техническое, и финансовое состояние системы при планировании режима, оперативной оценке текущего режима, анализе прошедших режимов. Важнейшим показателем при этом служат узловые цены, названные выше затратными, в состав которых входят топливные расходы на генерацию, эксплуатационные расходы, связанные с генерацией и обслуживанием линий, стоимость потерь мощности, издержки из-за наличия сетевых ограничений и на обеспечение надежности электроснабжения.

Узловые цены, использующие двойственные переменные – множители Лагранжа, позволяют оценить финансовую значимость ограничений в виде равенств и активных ограничений в виде неравенств. Стоимость электроэнергии, найденная по таким узловым ценам, может существенно превышать затраты, связанные с производством электроэнергии.



Если для определения двойственных оценок вначале должна быть решена задача оптимизации режима ЭЭС, то затратные цены могут быть найдены для любого потокораспределения, полученного на выходе процедуры оценивания состояния или расчета установившегося режима.

Сравним узловые цены, полученные с помощью метода двойственных оценок и затратного метода. Такое сравнение проводится для оптимального потокораспределения активной мощности в тестовой сети, полученного по методу приведенного градиента [15]. Показано, что маргинальные узловые цены не меньше затратных узловых цен.

Маргинальные узловые цены могут быть найдены на основе двойственных оценок, полученных по результатам решения задачи оптимального потокораспределения в электрической сети [29]:

$$\min_x \Phi(P_\Gamma(x)), \quad (8.16)$$

$$W(P_\Gamma, Q_\Gamma, x) = 0, \quad (8.17)$$

$$g(x) \leq 0, \quad (8.18)$$

$$x \leq d, \quad (8.19)$$

где $\Phi(P_\Gamma) = \sum_{i=1}^{n_G} c_i \Phi_i(P_{\Gamma_i}(x))$ – целевая функция топливных издержек на выработку активной мощности P_Γ , рассчитываемых на основе расходных характеристик $\Phi_i(P_{\Gamma_i})$ для n_Γ электростанций и цен топлива c_i ; x – вектор переменных режима ЭЭС, какими являются модули и фазы узловых напряжений; (8.17) – система уравнений установившегося режима; (8.18) – ограничения неравенства на активную P_Γ и реактивную Q_Γ генерации станций и перетоки активных P_{ij} и реактивных Q_{ij} мощностей в ветви ij ; (8.19) – ограничения неравенства на переменные x .

Для решения задачи (2.16) – (2.19) в [15] используется метод приведенного градиента в сочетании с последовательной линеаризацией, на каждом шаге которой методом внутренних точек решается задача линейного программирования.

В точке оптимального решения задачи (8.16) – (8.19) для определения двойственных оценок необходимо знать: значения перетоков активной мощности в ветвях электрической сети; активные мощности генерации; цены электроэнергии в генераторных узлах, обеспечивающие минимум функции топливных издержек; списки ветвей и генераторных узлов, в которых значения перетоков и генераций равны предельным значениям.

Алгоритм определения двойственных оценок может быть основан на критерии оптимальности плана транспортной задачи, согласно которому разность узловых цен h_i и h_j при направлении перетока из узла i в узел j должна быть равна транспортным расходам c_{ij} , что для сети без потерь и сети с потерями может быть записано так:

$$h_j = h_i + c_{ij}, \quad (8.20)$$

$$h_j = (h_i - c_{ij})P_{ij} / P_{ji}, \quad (8.21)$$

где P_{ij} и P_{ji} – перетоки мощности в начале и в конце ветви ij . Для потокораспределения в электрической сети транспортные расходы c_{ij} равны нулю, поэтому выражение (8.21) совпадает с (8.3).

Если значение перетока в ветви ij равно предельному значению (активное ограничение), то для сети без потерь и сети с потерями должны выполняться неравенства:

$$h_j - h_i \geq c_{ij}, \quad (8.22)$$

$$(h_j P_{ji} / P_{ij} - h_i) \geq c_{ij}. \quad (8.23)$$

Зададим цену в генераторных узлах, в которых в результате решения оптимизационной задачи остался резерв генерируемой мощности, равную цене производства электроэнергии.

При движении от этих узлов по ветвям в направлении, совпадающем с направлением перетоков мощности в ветвях, с использованием выражений (8.20) и (8.21) определим цены в узлах, в которые можно попасть в результате такого движения. По узловым ценам, найденным при движении в направлении ориентации перето-



ков, находим узловые цены в еще не рассмотренных узлах при движении по ветвям в направлении, противоположном их ориентации. И так до тех пор, пока не будут определены цены во всех узлах. При этом в генераторных узлах, генерация мощности в которых равна предельному значению, определяются так называемые равновесные цены. Равновесные узловые цены равны сумме цены, заявленной генератором, и маргинальной цены за выход генерации в узле на граничное значение – активное ограничение.

Для ветвей, в которых переток мощности равен предельному значению, может быть также определена равновесная цена перетока c_{ij} в этой ветви с использованием выражений (8.20) и (8.21).

На основе полученных равновесных цен с помощью метода адресности могут быть найдены маргинальные узловые цены в нагрузочных узлах. Стоимость транспорта по ветви ij с активным ограничением легко моделируется инъекцией стоимости C_j транспорта в конечном узле ветви, рассчитанной как произведение равновесной цены транспорта c_{ij} на переток P_{ij} в начале ветви $C_i = c_{ij}P_{ij} = c_{ij}P_{\Gamma_j}$, где P_{Γ_j} – фиктивная генерация в узле j , равная среднечасовому значению предельного перетока мощности P_{ij} в начале ветви ij .

Уравнение баланса стоимости электроэнергии, отпущенной электростанциями, и стоимости электроэнергии, полученной нагрузками, может быть записано и для маргинальных цен:

$$\sum_{i=1}^R h_i P_{L_i} = \sum_{i=1}^R \sum_{j=1}^S P_{\Gamma_j} L_i h_{\Gamma_j} + \sum_{i=1}^R \sum_{k=1}^K P_{\Gamma_k} c_k, \quad (8.24)$$

где P_{Γ_k} – фиктивная генерация в узле k ; c_k – равновесная цена перетока ветви lk ; h_i – маргинальные цены в нагрузочных узлах; h_{Γ_j} – равновесные цены в генераторных узлах, в состав которых включена и отпускная цена генератора с резервом мощности. Если известны равновесные цены, то по ним с использованием алгоритма адресности могут быть определены маргинальные цены в нагрузочных узлах.

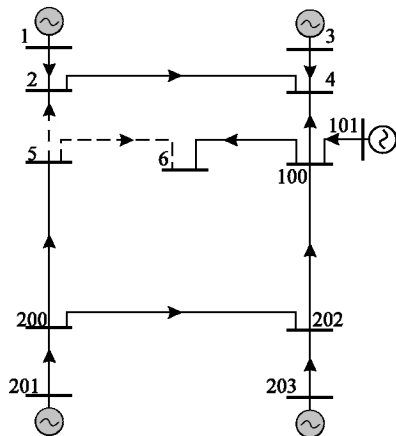


Рис. 8.15. Схема ЭЭС с показанными на ней направлениями перетоков активной мощности для оптимального режима

Для иллюстрации и сравнения предложенных подходов к определению узловых цен выбран пример 12-узловой схемы (рис. 8.15), для которой был рассчитан оптимальный по издержкам топлива режим.

Значения активных мощностей нагрузок, перетоков активной мощности и активных мощностей генерации для оптимального по издержкам топлива режима записаны в табл. 8.6. Номера генераторных узлов и узлов по концам ветвей, ограничения для генераций и перетоков в которых стали активными, выделены жирным

шрифтом (на рис. 8.15 условные обозначения генераторов в таких узлах закрашены серым цветом, а ветви показаны пунктирными линиями).

Таблица 8.6

Значения мощностей оптимального активного потокораспределения

Узел	Активные узловые мощности, МВт		Ветвь	Перетоки активной мощности, МВт	
	нагрузка	генерация		в начале ветви	в конце ветви
			1-2	450,0	450,0
1	0	450,0	2-4	494,0	494,0
2	0	0	5-2	44,0	43,9
3	0	450,0	3-4	450,0	450,0
4	1000,0	0	100-4	57,4	56,1
5	0	0	5-6	976,2	976,2
6	1100,0	0	200-5	1050,0	1020,2



Окончание табл. 8.6

Узел	Активные узловые мощности, МВт		Ветвь	Перетоки активной мощности, МВт	
	нагрузка	генерация		в начале ветви	в конце ветви
			1-2	450,0	450,0
100	2000,0	0	100-6	126,0	123,7
101	0	1320,0	101-100	1319,8	1319,8
200	0	0	202-100	984,0	863,6
201	0	1192,0	201-200	1191,5	1191,5
202	500,0	0	202-200	141,5	141,5
203	0	1342,5	203-202	1342,5	1342,5

Стоимость топливных издержек для каждой из пяти станций и цена электроэнергии без учета постоянной составляющей затрат приведены в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Стоимость топливных издержек станций и цена электроэнергии

Номер генераторного узла	1	3	101	201	203
Издержки (у.е.)	3,75	75	464,4	60,5	121,5
Цена электроэнергии (у.е.)/(МВт · ч)	0,0083	0,1667	0,3518	0,0495	0,0905

Проиллюстрируем процесс определения равновесных узловых цен в генераторных узлах и равновесных цен транспорта в связях, обусловленных активными ограничениями на генерацию и перетоки. Для этой цели будем использовать отпускную цену в узле 101, равную 0,3518 у.е., в качестве исходной. Для наглядности результаты расчетов равновесных цен представлены на рис. 8.16.

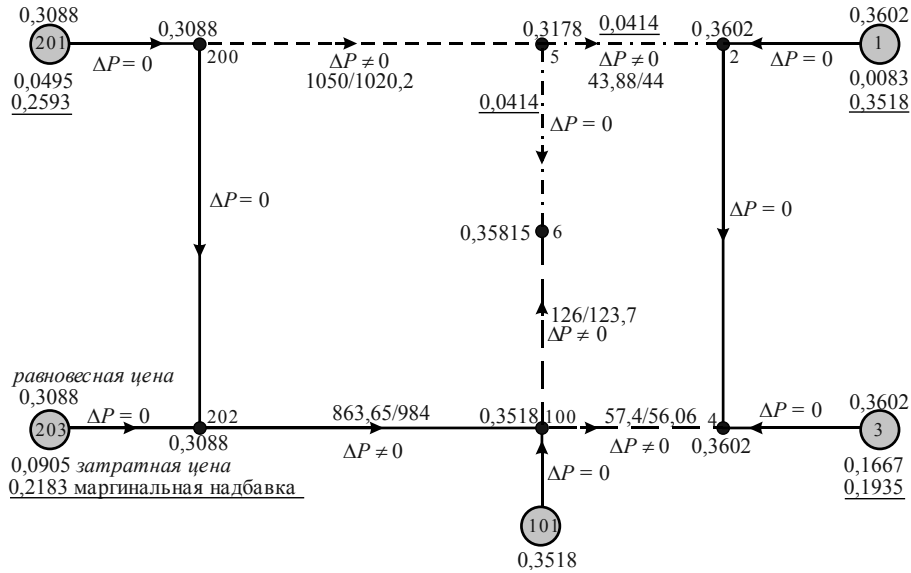


Рис. 8.16. Иллюстрация результатов, получаемых в процессе расчета равновесных узловых цен тестовой сети рис. 8.15

Из узла 101 при движении в направлении ориентации ветвей, совпадающей с направлением перетоков в ней, попадаем в узел 100. Поскольку потери активной мощности в ветви 101-100 отсутствуют, узловая цена в узле 100 также равна 0,3518. По узловой цене в узле 101 определим узловые цены в узлах 4 и 6 с использованием выражения (8.23):

$$h_4 = h_{100} P_{100-4} / P_{4-100} = 0,3518 \cdot 57,4 / 56,0677 = 0,3602;$$

$$h_6 = h_{100} P_{100-6} / P_{6-100} = 0,3518 \cdot 126 / 123,7661 = 0,35815.$$

Далее при движении в направлении, противоположном направлению перетоков, определяем узловые цены в узлах 2, 200, 202:

$$h_2 = h_4 = 0,3602;$$

$$h_{200} = h_{202} = 0,3088;$$

$$h_{202} = h_{100} P_{100-202} / P_{202-100} = 0,3518 \cdot 863,6529 / 984,0 = 0,3088.$$



Поскольку потери активной мощности в ветвях 1-2, 3-4, 203-202 и 201-200 равны нулю, равновесные узловые цены в генераторных узлах 1, 3, 203, 201, в которых отсутствует резерв генерации, равны ценам в узлах, соседних с генераторными, и могут быть представлены как сумма отпускной цены электроэнергии в узле и маргинальной надбавки к ней:

$$h_1 = h_2 = 0,3602 = 0,0083 + 0,3518;$$

$$h_3 = h_4 = 0,3602 = 0,1667 + 0,1935;$$

$$h_{203} = h_{202} = 0,3088 = 0,0495 + 0,2593;$$

$$h_{201} = h_{200} = 0,3088 = 0,0905 + 0,2183 .$$

Наконец, по узловой цене в узле 200 может быть определена узловая цена в узле 5:

$$h_5 = h_{200} P_{200-5} / P_{5-200} = 0,3088 \cdot 1050 / 1020,18 = 0,3178 .$$

Разность цен в узлах по концам ветви 5-2 с потерями больше нуля, она может рассматриваться как равновесная цена транзита мощности в этой ветви:

$$c_{5-2} = h_2 P_{2-5} / P_{5-2} - h_5 = 0,3602 \cdot 43,885 / 44,0 - 0,3178 = 0,0414 .$$

Равновесная цена транзита мощности в ветви 5-6, переток мощности в которой равен предельному значению, определится как

$$c_{5-6} = h_6 - h_5 = 0,3582 - 0,3178 = 0,414 .$$

Полученные таким образом равновесные цены (прямая задача) были использованы для определения методом адресности маргинальных узловых цен в нагрузочных узлах (обратная задача).

Процесс получения затратных узловых цен с использованием графового алгоритма адресности проиллюстрирован в табл. 8.8. По отпускным ценам генераторов и результатам решения задачи адресности были определены затратные узловые цены в нагрузочных узлах. Нетрудно проверить, что для затратных цен стоимость электроэнергии, отпущенной генераторами, совпадает со стоимостью электроэнергии, полученной нагрузками, и равна 723,5 у.е.

Таблица 8.8
Процесс определения затратных узловых цен с использованием графового алгоритма адресности

Номера нагрузочных узлов	Электроэнергия, полученная нагрузкой (МВт · ч)	Номера генераторных узлов	Цена электроэнергии в генераторных узлах (у.е)	Электроэнергия, переданная из генераторных узлов в нагрузочный (МВт · ч)	Стоимость электроэнергии, переданной из генераторных узлов в нагрузочный (у.е)	Цена электроэнергии в нагрузочном узле (у.е)
4	1000,00	1	0,0083	450	3,735	0,095438
		3	0,1667	450	75,015	
		201	0,0495	47,752	2,363724	
		203	0,0905	23,401	2,117791	
		101	0,3518	34,696	12,20605	
Суммарная стоимость электроэнергии, переданной в 4-й узел						
6	1100,00	201	0,0495	1010,1	49,99995	0,074038
		203	0,0905	51,369	4,648895	
		101	0,3518	76,161	26,79344	
Суммарная стоимость электроэнергии, переданной в 6-й узел						
100	2000,00	201	0,0495	85,944	4,254228	0,251669
		203	0,0905	815,4	73,7937	
		101	0,3518	1208,9	425,291	
Суммарная стоимость электроэнергии, переданной в 100-й узел						
202	500,00	201	0,0495	47,675	2,359913	0,08659
		203	0,0905	452,32	40,93496	
Суммарная стоимость электроэнергии, переданной в 202-й узел						
					43,29487	



Маргинальные узловые цены в нагрузочных узлах по равновесным ценам генерации и транспорта были определены аналогичным образом. Результат сравнения затратных и маргинальных цен представлен на рис. 8.17.

Стоимость электроэнергии, полученной нагрузками по маргинальному алгоритму, равна 1612,22 у.е., что более чем в два раза превышает стоимость, найденную по затратным ценам.

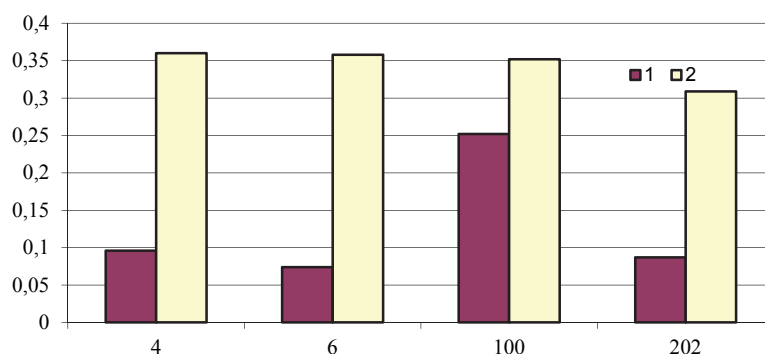


Рис. 8.17. Затратные и маргинальные узловые цены в нагрузочных узлах электрической сети (см. рис. 8.5, а)

Проведенное сравнение методов ценообразования на основе маргинальных и затратных узловых цен показало, что:

- суммарная стоимость производства электроэнергии, найденная по отпускным ценам генераторов, совпадает с суммарной стоимостью электроэнергии в узлах ее потребления, определенной на основе затратных цен. Такой же баланс выполняется и для суммарной стоимости электроэнергии, найденной по равновесным ценам генераций и перетоков. Она равна стоимости электроэнергии в нагрузочных узлах, определенной по маргинальным ценам;
- маргинальные узловые цены в нагрузочных узлах больше затратных цен или равны им;
- чем больше будет активных ограничений на параметры режима, тем выше становятся маргинальные цены, тем больше будет расхождение между маргинальными и затратными ценами.

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ МАРГИНАЛЬНЫХ УЗЛОВЫХ ЦЕН

Узловые цены – это важнейший показатель взаимодействия между производителями и потребителями электрической энергии в электроэнергетической системе (ЭЭС). Стоимость электроэнергии, найденная по маргинальным узловым ценам, может существенно превышать затраты на производство и передачу электроэнергии.

Цель данного параграфа заключается в анализе финансовых потоков в ЭЭС, принимающих участие в формировании маргинальных узловых цен, и определении составляющих маргинальной узловой цены, которые соответствуют каждому из потоков. Рассматриваются финансовые потоки, связанные со стоимостью производства электроэнергии и маргинальной стоимостью производства электроэнергии – дополнительной стоимостью производства, вызванной достижением предельных значений (активных ограничений) генерируемых мощностей. Каждый из финансовых потоков, в свою очередь, состоит из более мелких потоков, связанных с активными ограничениями на генерацию и перетоки.

Как отмечалось выше, маргинальные узловые цены в ЭЭС могут быть найдены по результатам решения задачи оптимального потокораспределения в электрической сети методом приведенного градиента в сочетании с последовательной линеаризацией, на каждом шаге которой решается задача линейного программирования.

В общем виде задача линейного программирования заключается в минимизации целевой функции затрат

$$\min_x f^T x, \quad (8.25)$$

при условии, что

$$J_N x = b, \quad (8.26)$$

$$J_\Gamma x \leq g, \quad (8.27)$$

$$0 \leq x \leq d, \quad (8.28)$$

где f – вектор коэффициентов линеаризованной целевой функции топливных издержек на выработку активной мощности; x – вектор



модулей и фаз узловых напряжений; d – вектор ограничений на пропускные способности связей; g – вектор предельных значений генераций активной и реактивной мощности; b – вектор активных и реактивных нагрузок; J_Γ и J_N – части матрицы Якоби, соответствующие генераторным и нагрузочным узлам.

Задаче (8.25) – (8.28) соответствует другая задача линейного программирования, именуемая двойственной:

$$\max_y \varphi^T y, \quad (8.29)$$

$$\left(\frac{J_N}{J_\Gamma} \right)^T y \leq f, \quad (8.30)$$

$$y \leq 0. \quad (8.31)$$

Целевая функция двойственной задачи может быть представлена как

$$\varphi^T y = b^T y_- - g^T y_\# - d^T y_x^-, \quad (8.32)$$

где y – вектор-столбец решения двойственной задачи состоит из двойственных переменных, соответствующих в прямой задаче равенствам (8.26) – y_- , неравенствам (8.27) – $y_\#$, верхним ограничениям на переменные (8.28) – y_x^- .

В точке конечного оптимального решения прямой задачи двойственная к ней задача также имеет конечное решение, а экстремальные значения функций (8.25) и (8.29) при этом совпадают ($\varphi^T y = f^T x$), что позволяет записать баланс стоимости электроэнергии для маргинальных узловых цен как

$$b^T y_- = f^T x + g^T y_\# + d^T y_x^-, \quad (8.33)$$

где $b^T y_-$ – маргинальная стоимость электроэнергии в нагрузочных узлах; $f^T x$ – затратная стоимость производства электроэнергии;

$g^T y_{\neq}$ – маргинальная добавка к стоимости производства электроэнергии, вызванная активными ограничениями по генерации; $d^T y_x^-$ – маргинальная стоимость, вызванная активными ограничениями по пропускным способностям связей.

Переданную из генераторного узла j в нагрузочный узел i электроэнергию $\bar{P}_{\Gamma j L_i}$ можно представить как сумму электроэнергии $P_{\Gamma j L_i}$, полученной узлом i , и электроэнергии $\Delta P_{\Gamma j L_i}$, потерянной на пути ее передачи из узла j в узел i :

$$\bar{P}_{\Gamma j L_i} = P_{\Gamma j L_i} + \Delta P_{\Gamma j L_i}. \quad (8.34)$$

Это позволяет разбить узловую цену в нагрузочном узле h_i (8.7), связанную с переданной в нагрузочный узел электроэнергией $\bar{P}_{\Gamma j L_i}$, на две составляющие, первая из которых h_i^1 определяется электроэнергией, поступившей в нагрузочный узел $P_{\Gamma j L_i}$, а вторая h_i^2 – потерями электроэнергии $\Delta P_{\Gamma j L_i}$, возникающими на пути ее передачи в нагрузочный узел:

$$h_i = \left(\sum_{j=1}^J P_{\Gamma j L_i} c_{\Gamma j} + \sum_{j=1}^J \Delta P_{\Gamma j L_i} c_{\Gamma j} \right) / P_{L_i} = h_i^1 + h_i^2. \quad (8.35)$$

Уравнение баланса стоимости электроэнергии (8.33) для маргинальных цен может быть записано в виде

$$\sum_{i=1}^I h_i^M P_{L_i} = \sum_{j=1}^J P_{\Gamma j} c_{\Gamma j} + \sum_{jm=1}^{JM} P_{\Gamma jm} c_{\Gamma jm}^M + \sum_{km=1}^{KM} P_{km} c_{km}^M, \quad (8.36)$$

где h_i^M и $\sum_{i=1}^I h_i^M P_{L_i}$ – маргинальные цена и стоимость электроэнергии в нагрузочных узлах; $\sum_{j=1}^J P_{\Gamma j} c_{\Gamma j}$ – затратная стоимость произ-



водства электроэнергии; $c_{\Gamma jm}^M$ и $\sum_{jm=1}^{JM} P_{\Gamma jm} c_{\Gamma jm}^M$ – маргинальные цена и стоимость, соответствующие активным ограничениям на генерации, число которых равно JM ; c_{km}^M и $\sum_{km=1}^{KM} P_{km} c_{km}^M$ – маргинальные цена и стоимость, соответствующие активным ограничениям KM на пропускные способности связей.

С учетом потерь мощности в сети уравнение (8.36) может быть представлено в виде

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^I h_i^M P_{L_i} = & \sum_{j=1}^J \left(P_{\Gamma j L_i} c_{\Gamma j} + \Delta P_{\Gamma j L_i} c_{\Gamma j} \right) + \sum_{jm=1}^{JM} \left(P_{\Gamma jm L_i} c_{\Gamma jm}^M + \Delta P_{\Gamma jm L_i} c_{\Gamma jm}^M \right) + \\ & + \sum_{km=1}^{KM} \left(P_{km L_i} c_{km}^M + \Delta P_{km L_i} c_{km}^M \right). \end{aligned} \quad (8.37)$$

С учетом выражения (8.37) маргинальная узловая цена электроэнергии в нагрузочных узлах может быть представлена состоящей из шести слагаемых, первые два из которых совпадают со слагаемыми затратной цены, вошедшими в выражение (8.35):

$$h_i^M = h_i^1 + h_i^2 + h_i^{M3} + h_i^{M4} + h_i^{M5} + h_i^{M6}. \quad (8.38)$$

В (8.38) h_i^{M3} и h_i^{M4} – составляющие маргинальной узловой цены за переданную в нагрузочный узел электроэнергию и потери электроэнергии на пути ее передачи, связанные с дополнительной стоимостью электроэнергии в генераторных узлах с активными ограничениями на генерацию. Последние составляющие маргинальной узловой цены (h_i^{M5} и h_i^{M6}) за переданную в нагрузочный узел электроэнергию и потери электроэнергии на пути ее передачи связаны с дополнительной стоимостью активных ограничений на перетоки в связях.

Таким образом, маргинальные узловые цены за электроэнергию выше затратных узловых цен на величину, равную $h_i^{M3} + h_i^{M4} + h_i^{M5} + h_i^{M6}$.

В генераторных узлах, генерация мощности в которых равна предельному значению, могут быть определены равновесные цены. Равновесная цена $c_{\Gamma_j}^p$ в генераторном узле j равна сумме заявленной цены генерации и маргинальной добавки за активное ограничение:

$$c_{\Gamma_j}^p = c_{\Gamma_j} + c_{\Gamma_j}^M. \quad (8.39)$$

Для связи k , в которой имеется активное ограничение по потоку, равновесная цена c_k^p транспорта равна

$$c_k^p = c_k + c_k^M. \quad (8.40)$$

Если применить алгоритм адресности для оптимального потокораспределения и при этом в качестве цен генерации и цен транспорта использовать равновесные цены, то в нагрузочных узлах будут определены цены, полностью совпадающие с маргинальными узловыми ценами.

Для иллюстрации возможности определения составляющих узловых цен в ЭЭС взят пример 12-узловой тестовой схемы (см. рис. 8.15), для которой был рассчитан оптимальный по издержкам топлива режим (см. табл. 8.6). На рис. 8.18 показан график, иллюстрирующий составляющие $h1 - h5$ маргинальных узловых цен в нагрузочных узлах; численные значения составляющих приведены в табл. 8.9.

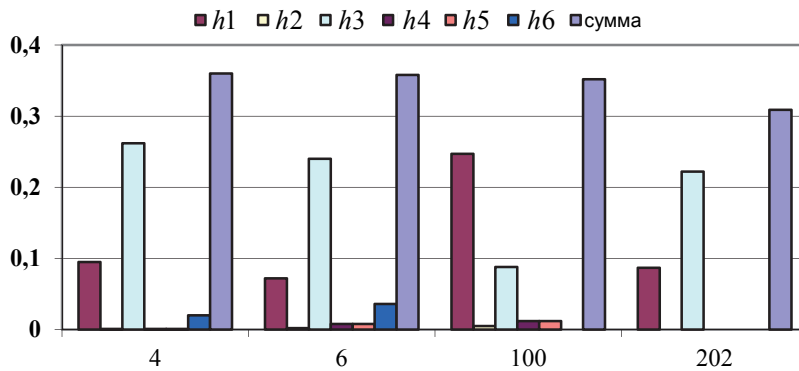


Рис. 8.18. Составляющие затратных и маргинальных цен в нагрузочных узлах для оптимального режима тестовой схемы ЭЭС



Таблица 8.9

Значения составляющих узловых цен в нагрузочных узлах

Нагрузочные узлы	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	h_6	Сумма
4	0,095	0,001	0,262	0,001	0,001	0,02	0,36
6	0,072	0,002	0,24	0,008	0,008	0,036	0,358
100	0,247	0,005	0,088	0,012	0,012	0	0,352
202	0,087	0	0,222	0	0	0	0,309

Затратные и маргинальные цены и их составляющие могут быть получены для оптимального сбалансированного потокораспределения не только электроэнергии, но и жидкости или газа. Например, такие составляющие были получены [30] для 66-узловой Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России, показанной на рис. 8.19; они представлены на рис. 8.20 и 8.21.

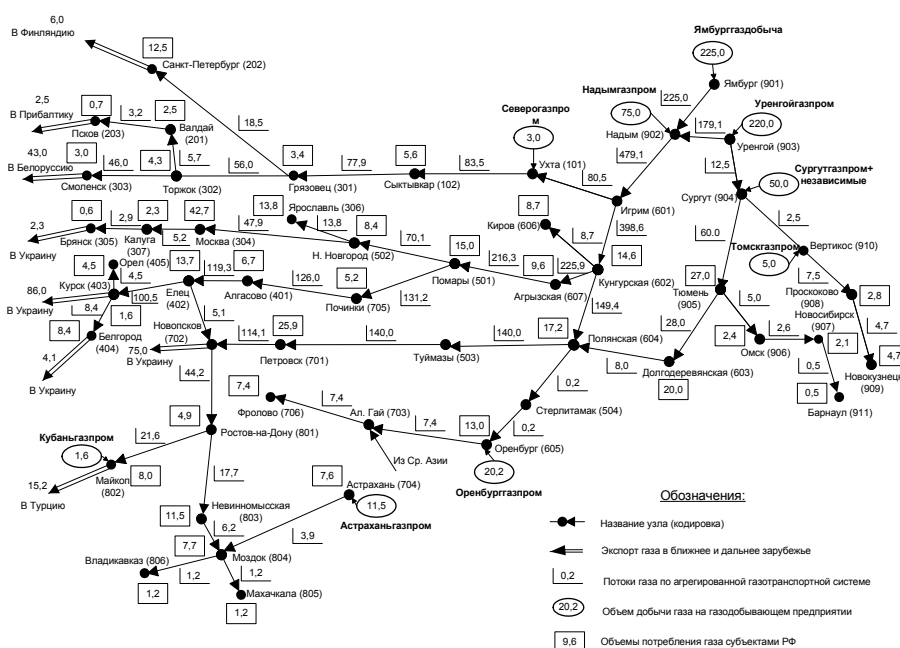


Рис. 8.19. Агрегированная схема ЕСГ на 2005 г.

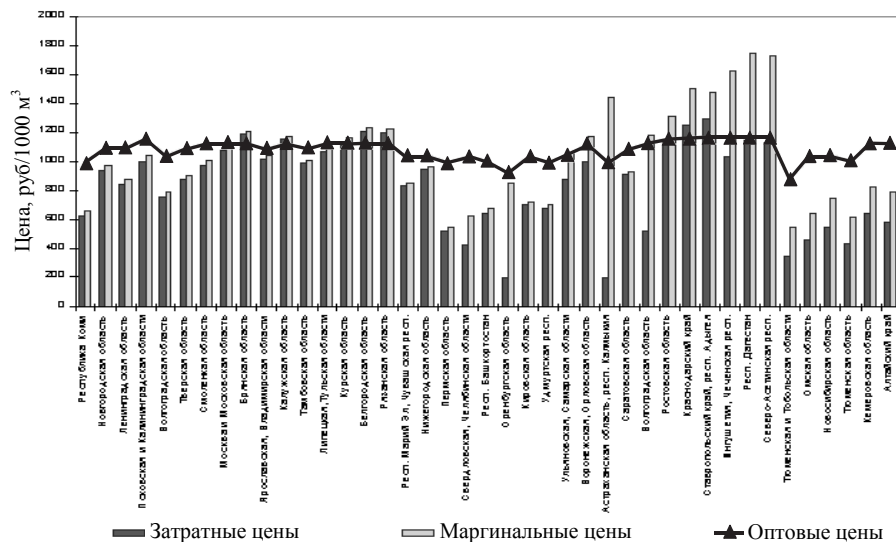


Рис. 8.20. Сравнение затратных, маргинальных и оптовых цен на газ

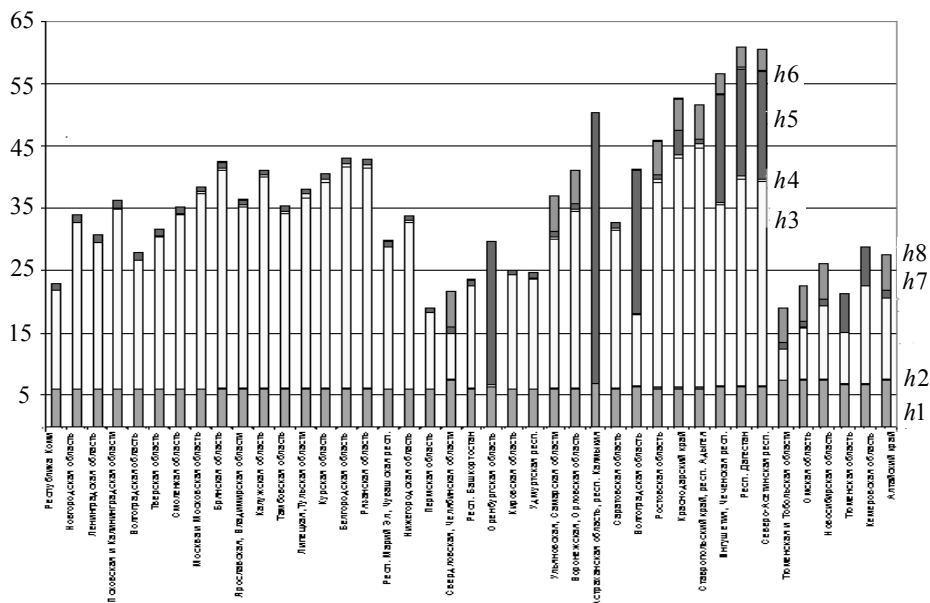


Рис. 8.21. Составляющие узловых цен на газ (затратные составляющие, связанные с добычей h_1 , h_2 и транспортом h_2 , h_3 газа; маргинальные добавки, связанные с активными ограничениями на добычу h_4 , h_5 и транспорт h_5 , h_6 газа)



Проведенный анализ составляющих узловых цен показал следующее.

1. Теоретически возможно решить проблему разложения маргинальной узловой цены для ЭЭС и ГСС на основе анализа финансовых потоков методом адресности.

2. Такое разложение единственно, что следует из совпадения маргинальных узловых цен для оптимального потокораспределения и узловых цен, полученных по равновесным ценам генерации и транспорта методом адресности. (Аналогичный результат получен и для ГСС.)

3. Метод адресности позволяет определить долю стоимости передачи электроэнергии по связи между нагрузочными узлами, в которые эта энергия поступает.

4. Затратные узловые цены, определенные для оптимального потокораспределения, являются составной частью маргинальной узловой цены.

5. Расчеты, проведенные для тестовой ЭЭС, подтвердили работоспособность предложенных подходов.

6. Имеется возможность получения составляющих маргинальной узловой цены, связанных с каждым конкретным генератором, каждым из активных ограничений.

7. Декомпозиция узловых цен для ЭЭС продемонстрирована на примере оптимального по издержкам топлива режима, но этот метод может быть использован и при других целевых функциях, при другом наборе ограничений.

8. Детальная информация о составляющих узловых цен может использоваться не только для эффективного управления ЭЭС, управления перегрузками, но и при управлении развитием ЭЭС.

§ 6. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Электроэнергия – это товар, поэтому при денежных расчетах за ее поставки важно определить, какую часть потерь, возникающих при передаче электроэнергии по сети, должны компенсировать участники рынка электроэнергии. Важность решения этой проблемы привела к разработке множества способов разделения потерь

между потребителями и производителями, множества методов адресных расчетов, в их числе может использоваться и метод адресности, в основе которого лежит принцип пропорционального разделения узловых мощностей. Сравним методы разделения потерь в предположении, что рассматриваются часовые потери энергии, равные среднечасовым потерям активной мощности.

Суммарные потери активной мощности ΔP_{Σ} можно разделить между генераторными и нагрузочными узлами как

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_l = \sum_{i=1}^{N_{\Gamma}} \Delta P_{\Gamma_i} + \sum_{j=1}^{N_l} \Delta P_{l_j}, \quad (8.41)$$

где ΔP_{Γ} и ΔP_l – потери активной мощности, отнесенные к N_{Γ} генераторным и к N_l нагрузочным узлам.

Потери ΔP_{Γ} и ΔP_l могут быть определены как

$$\Delta P_{\Gamma} = \sum_{i=1}^{N_{\Gamma}} a_{\Gamma_i} P_{\Gamma_i}, \quad (8.42)$$

$$\Delta P_l = \sum_{j=1}^{N_l} a_{l_j} P_{l_j}, \quad (8.43)$$

где коэффициенты разделения потерь a_{Γ_i} , a_{l_j} равны отношению потерь мощности, связанных с i -м генераторным или j -м нагрузочным узлом, к мощности генерации или нагрузки этого узла³.

Среди известных по литературе методов разделения потерь для сравнения были выбраны рассмотренные в [41] пропорциональный метод (pro-rate), метод маргинальных коэффициентов потерь, изучающий изменение суммарных потерь при изменении узловых мощностей, и метод разделения потерь на основе метода адресности.

³ Ниже везде для простоты рассуждений предполагается отсутствие узлов, имеющих одновременно и нагрузку, и генерацию.



Пропорциональный метод разделения потерь

В этом методе суммарные потери ΔP_{Σ} делятся между нагрузками ΔP_l и генераторами ΔP_{Γ} таким образом, чтобы нагрузки и генераторы несли одинаковую ответственность за потери – платили за них поровну:

$$\Delta P_{\Gamma} = \Delta P_l = 0,5 \Delta P_{\Sigma}, \quad (8.44)$$

$$\Delta P_{\Gamma} = \sum_{i=1}^{Ng} a_{\Gamma_i} P_{\Gamma_i}, \quad (8.45)$$

$$\Delta P_l = \sum_{j=1}^{Nl} a_{l_j} P_{l_j}. \quad (8.46)$$

Коэффициенты разделения потерь для любого i -го генераторного или любого j -го нагрузочного узла определяются как

$$a_{\Gamma_i} = 0,5 \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\Gamma_{\Sigma}}}, \quad (8.47)$$

$$a_{l_j} = 0,5 \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{l_{\Sigma}}}, \quad (8.48)$$

где $P_{\Gamma_{\Sigma}}$ и $P_{l_{\Sigma}}$ – суммарная генерация и суммарная нагрузка.

Маргинальный метод разделения потерь

Этот метод заключается в использовании для разделения потерь коэффициентов чувствительности суммарных потерь ΔP_{Σ} к изменению генераций и нагрузок в узлах:

$$a_{\Gamma_i} = \partial \Delta P_{\Sigma} / \partial P_{\Gamma_i}, \quad a_{l_j} = \partial \Delta P_{\Sigma} / \partial P_{l_j}. \quad (8.49)$$

Такие коэффициенты могут быть получены либо численным методом, либо на основе прямого вычисления частных производных.

В численном методе с помощью программы расчета установившегося режима изучается изменение суммарных потерь при изменении нагрузки или генерации в узле на небольшую величину, составляющую, например, $\pm 1\%$ от нагрузки или генерации в узле.

Частные производные от суммарных потерь по узловым активным P и реактивным Q мощностям, являющимся либо генерацией, либо нагрузкой, определяются как

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P} & \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial U} \end{bmatrix} (J^T)^{-1}, \quad (8.50)$$

где J – матрица Якоби, элементами которой являются производные от активных и реактивных узловых мощностей по модулям U и фазам δ узловых напряжений:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}, \quad (8.51)$$

при этом базисный узел участия в разделении потерь не принимает. Производные от суммарных потерь активной мощности по модулям и фазам напряжения определяются как

$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial \delta} = \sum_{i=1}^m \frac{\partial (P_i^{\text{нач}} - P_i^{\text{кон}})}{\partial \delta},$$
$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial U} = \sum_{i=1}^m \frac{\partial (P_i^{\text{нач}} - P_i^{\text{кон}})}{\partial U},$$

где $P_i^{\text{нач}}$ и $P_i^{\text{кон}}$ – перетоки активной мощности в начале и в конце ветвей электрической сети; m – суммарное число ветвей.



Если вычисленные таким образом коэффициенты разделения потерь умножить на узловые мощности и сложить, то полученные потери будут отличаться от истинных потерь ΔP , найденных по результатам расчета потокораспределения, что является следствием нелинейности режима и того обстоятельства, что базисный узел в распределении потерь не участвует,

$$\sum_{i=1}^{Ng} a_{gi} P_{gi} + \sum_{j=1}^{Nl} a_{lj} P_{lj} = \Delta P' \neq \Delta P. \quad (8.52)$$

Уточненные значения коэффициентов разделения, при которых потери в (8.53) будут равны истинным потерям, определяются как

$$a'_{gi} = a_{gi} \cdot \Delta P / \Delta P'; \quad a'_{lj} = a_{lj} \cdot \Delta P / \Delta P'. \quad (8.53)$$

Результаты сравнения методов разделения потерь на примере тестовой сети

В качестве тестового примера при сравнении методов разделения потерь использовалась схема электрической сети (см. рис. 8.5), для которой был рассчитан установившийся режим. Значения мощностей генераций и нагрузок, а также значения потоков активной мощности в начале и в конце ветвей приведены в табл. 8.10.

Для пропорционального метода разделения потерь (метод 1) в соответствии с выражениями (8.47) и (8.48) были определены коэффициенты разделения потерь для нагрузочных и генераторных узлов:

$$a_g = 0,5 \frac{179,965}{4779,965} = 0,018825; \quad a_l = 0,5 \frac{179,965}{4600} = 0,019561.$$

Потери в генераторных и нагрузочных узлах, определенные на основе этих коэффициентов, равны между собой, а их сумма равна суммарным потерям:

$$\begin{aligned} \Delta P_g + \Delta P_l &= 0,018825(400 + 400 + 1419,965 + 1280 + 1280) + \\ &+ 0,019561(1000 + 1100 + 2000 + 500) = 89,9825 + 89,9825 = 179,965. \end{aligned}$$



Таблица 8.10

Значения мощностей в нагрузочных и генераторных узлах, перетоков мощности в начале и в конце ветвей и потерь мощностей в ветвях, МВт

Узел	Узловые активные мощности		Ветвь	Перетоки активной мощности		Потери активной мощности
	Нагрузка	Генерация		в начале ветви	в конце ветви	
			1-2	400,0	400,0	0,0
1	0,0	400,0	2-4	518,8311	518,8311	0,0
2	0,0	0,0	3-4	400,0	400,0	0,0
3	0,0	400,0	5-2	119,4370	118,8311	0,6059
4	1000,0	0,0	5-6	944,2813	944,2813	0,0
5	0	0,0	6-7	0,0	0,0	0,0
6	1100,0	0,0	8-5	1096,0060	1063,718	32,2869
100	2000,0	0,0	100-4	82,2400	81,1688	1,0713
101	0	1419,965	100-6	157,0074	155,7179	1,2895
200	0	0	101-100	1419,9650	1419,9650	0,0
201	0	1280,0	200-8	1129,2190	1096,0050	33,2139
202	500,0	0,0	200-202	150,7807	150,7807	0,0
203	0	1280,0	201-200	1280,0	1280,0	0,0
сумма	4600,0	4779,965	202-100	930,7803	819,2827	111,4976
			203-202	1280,0	1280,0	0,0
			Сумма			179,965

В табл. 8.11 и 8.12 приведены данные для определения уточненных значений коэффициентов разделения потерь, определенных для маргинального метода прямым вычислением частных производных $\partial \Delta P' / \partial P$ (метод 2а) и численным методом (метод 2б)



$\Delta(\Delta P) / \Delta(P)$. В первом способе вычисления производных значение коэффициента уточнения потерь равно $\Delta P_{\Sigma} / \Delta P'_{\Sigma} = 0,39628$, а во втором способе – $\Delta P_{\Sigma} / \Delta P'_{\Sigma} = 0,0221$.

Таблица 8.11

**Данные для разделения потерь активной мощности (МВт)
между генераторными и нагрузочными узлами электрической сети
при прямом определении частных производных от потерь**

Но- мер узла	$\frac{\partial \Delta P}{\partial P}$	Узлов- ые мощ- ности	$\frac{\partial \Delta P}{\partial P} P$	$\frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta P'_{\Sigma}} \frac{\partial \Delta P}{\partial P} P$	$\frac{\partial \Delta P'}{\partial P}$
1	0,0010071	–400	–0,40284	–0,15964	0,000399
3	0,0037264	–400	–1,49056	–0,59069	0,001477
201	–0,2185600	–1280	279,7568	110,8637	–0,08661
203	–0,2214200	–1280	283,4176	112,3144	–0,08775
4	0,0040251	1000	4,0251	1,595091	0,001595
6	–0,0015309	1100	–1,68399	–0,66734	–0,00061
100	0,0003412	2000	0,68238	0,270418	0,000135
202	–0,2203500	500	–110,175	–43,6608	–0,08732
			$\Delta P'_{\Sigma} = 454,129$	$\Delta P_{\Sigma} = 179,965$	

Таблица 8.12

**Данные для разделения потерь активной мощности (МВт)
между генераторными и нагрузочными узлами электрической сети
при численном определении производных**

Но- мер узла	$\frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta(P)}$	Узлов- ые мощ- ности	$\frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta(P)} P$	$\frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta P'_{\Sigma}} \frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta(P)} P$	$\frac{\Delta(\Delta P')}{\Delta(P)}$
1	–0,0855	–400	34,2	0,755859	–0,00189
3	–0,063	–400	25,2	0,556945	–0,00139



Окончание табл. 8.12

Но- мер узла	$\frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta(P)}$	Узлов- ые мощ- ности	$\frac{\Delta(\Delta P)_P}{\Delta(P)}$	$\frac{\Delta P_\Sigma}{\Delta P'_\Sigma} \frac{\Delta(\Delta P)_P}{\Delta(P)}$	$\frac{\Delta(\Delta P')}{\Delta(P)}$
201	-2,7795	-1280	3557,76	78,63005	-0,06143
203	-2,8285	-1280	3620,48	80,01623	-0,06251
4	0,068	1000	68	1,502868	0,001503
6	0,134	1100	147,4	3,257687	0,002962
100	0,083	2000	166	3,668766	0,001834
202	1,0475	500	523,75	11,5754	0,023151
			$\Delta P'_\Sigma = 8142,79$	$\Delta P_\Sigma = 179,965$	

Производные от потерь, приведенные в табл. 8.12, показывают, что большую часть ответственности за потери должны взять на себя генераторные узлы 201 и 203. Нагрузочные узлы 4 и 100 принимают минимальное участие в оплате за потери. Генераторные узлы 1 и 3 и нагрузочные узлы 6 и 202 имеют отрицательные потери, которые можно трактовать как компенсацию потерь другими участниками.

Изменения потерь при изменении мощностей генераций и нагрузок на 1 % показывают, что за потери должны платить как все генераторные узлы, кроме балансирующего узла, так и все нагрузочные узлы. При этом, как и в предыдущем случае, максимальная ответственность за потери приходится на генераторные узлы 201 и 203.

Для разнесения потерь на основе метода адресности (метод 3) использовались данные о перетоках активной мощности (см. табл. 8.10). На основе информации о перетоках алгоритм адресности определил потери, возникающие на пути передачи мощности из каждого генераторного узла в каждый нагрузочный узел. Разделение потерь поровну между генераторными и нагрузочными узлами проиллюстрировано на рис. 8.22.

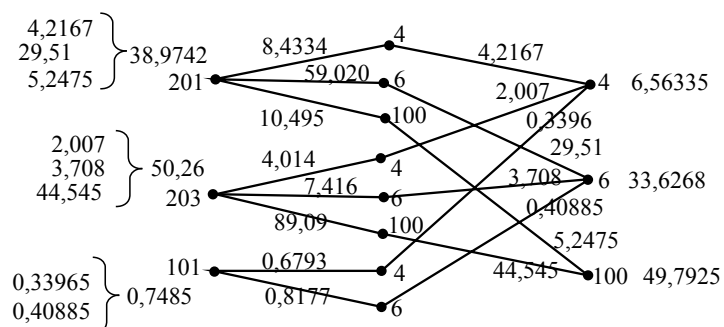


Рис. 8.22. Иллюстрация разделения потерь активной мощности между генераторными узлами 201, 203, 101 и нагрузочными узлами 4, 6, 100

Например, потери при передаче мощности из генераторного узла 201 в нагрузочный узел 4, равные 8,4334 МВт, разделены между этими узлами поровну. Потери мощности, отнесенные к 201 узлу, получены суммированием половины потерь, возникающих от передачи мощности из этого узла в узлы 4, 6, 100. Потери, отнесенные к генераторным и нагрузочным узлам, записаны также в табл. 8.13, из которой видно, что максимальные потери отнесены к 203-му генераторному и 100-му нагрузочному узлам.

Таблица 8.13

Разделение потерь активной мощности на основе коэффициентов адресности, МВт

Генераторные узлы	а) Нагрузочные узлы				б) Потери, отнесенные в генераторные узлы
	4	6	100	202	
1	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
101	0,33965	0,40885	0	0	0,74854
201	4,2167	29,51	5,2475	0	38,9742
203	2,007	3,708	44,545	0	50,26
Потери, отнесенные в нагрузочные узлы	6,56339	33,62686	49,7925	0	Сумма 179,9655



Результаты работы проанализированных методов разделения потерь сведены в табл. 8.14 и представлены для наглядности на рис. 8.23.

Таблица 8.14

Составляющие полных потерь мощности, определенные на основе трех методов разделения потерь

Номер узла	Номер метода разделения потерь			
	1	2		3
		а	б	
1	7,53	-0,15964	0,755859	0
3	7,53	-0,59069	0,556945	0
101	26,73084	0	0	0,748545
201	24,096	110,8637	78,63005	38,9742
203	24,096	112,3144	80,01623	50,26
$\Delta P_{\Gamma_{\Sigma}}$	89,98284	222,4278	159,9591	89,98275
4	19,561	1,595091	1,502868	6,56339
6	21,5171	-0,66734	3,257687	33,62686
100	39,122	0,270418	3,668766	49,7925
202	9,7805	-43,6608	11,5754	0
$\Delta P_{l_{\Sigma}}$	89,9806	-42,4626	20,0047	89,98275

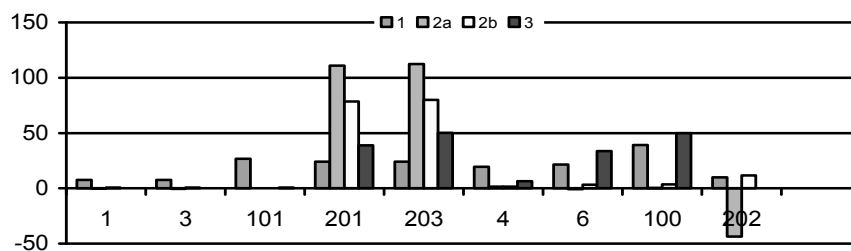


Рис. 8.23. Потери, приходящиеся на нагрузочные и генераторные узлы в различных методах разделения потерь



Проведенное сравнение трех методов из большого числа разработанных в мире методов разделения потерь показывает, что только метод адресности дает возможность получить справедливое разделение потерь в электрической сети.

Общим для пропорционального метода и для метода адресности является отсутствие отрицательных составляющих при вычислении полных потерь, в соответствии с чем и нагрузки, и генераторы несут ответственность за потери. Тем не менее если в пропорциональном методе оплата за потери определяется генерируемой и потребляемой мощностью, то в методе адресности – точно подсчитанными потерями на пути передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные узлы.

Пропорциональный метод игнорирует сеть и несправедливо распределяет ответственность за потери между генераторами, далекими от центра нагрузок, и генераторами, расположенными в центре нагрузок.

Маргинальный метод не учитывает базисный узел, в нем велик дисбаланс между потерями, отнесенными к генераторным и нагрузочным узлам, возникают узлы с отрицательными потерями, за которые должны заплатить другие узлы.

Метод адресности лишен всех недостатков других методов, но и он при распределении ответственности за потери не относит потери в узлы, где имеются реактивные нагрузки.

§ 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЛАБЫХ СВЯЗЕЙ В ЭЭС

Пропускная способность связи или сечения определяет максимальную мощность, которая может быть передана по ним без нарушения надежности.

В ЭЭС существуют так называемые слабые связи [25, 31], в которых при изменении режима, раньше чем в других связях, может быть достигнут предел пропускной способности, меняющийся при изменении состояния системы.

Переход к рынку приводит к изменению направлений потоков мощности в связях и их увеличению до значений, близких к предельно допустимым значениям. Поэтому нужно найти методы, позволяющие идентифицировать в электрической сети

слабые связи и слабые сечения, нарушение устойчивости в которых наиболее вероятно, и организовать мониторинг их пропускных способностей. Важно изучить факторы, определяющие слабость связей и их пропускные способности, найти способы усиления связей.

Картина слабых связей и сечений может коренным образом меняться при изменении традиционных потокораспределений и увеличении тяжести режимов. В то же время в любой ЭЭС существуют связи, слабость которых определяется инвариантными к режиму факторами, что проявляется во всех режимах. Такие связи могут быть выявлены при спектральном анализе матрицы узловых проводимостей [25].

Для выделения связей, повышенные перетоки активной мощности и/или значения параметров которых приводят к существенному росту фаз и модулей напряжения и ухудшению обусловленности матрицы Якоби, используется аппарат сингулярного анализа [25]. В частности, показано, что изменение перетока активной мощности в связи lm

$$\Delta P_{lm} = (\partial P_{lm} / \partial \delta_{lm}) \Delta \delta_{lm} \quad (8.54)$$

во многом определяется изменением фазы $\Delta \delta_{lm}$, которое можно оценить по разности компонентов первого правого сингулярного вектора v_1 , соответствующего минимальному сингулярному значению матрицы Якоби,

$$J = W \Sigma V^T = \sum_{i=1}^n w_i \sigma_i v_i^T, \quad (8.55)$$

где $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)$ и $V = (v_1, v_2, \dots, v_n)$ – ортогональные матрицы левых и правых сингулярных векторов; $\sigma_1 \leq \sigma_2 \leq \sigma_3 \leq \dots \leq \sigma_n$ – упорядоченные по возрастанию сингулярные значения.

Если $\sigma_1 = \sigma_{\min}$ существенно меньше остальных сингулярных значений, то наибольший вклад в изменение фаз $\Delta \delta$ и модулей ΔU узловых напряжений при изменении активных ΔP и реактивных ΔQ узловых мощностей, которые матрица Якоби J связывает в системе линеаризованных уравнений балансов мощно-

стей, вносит первое слагаемое разложения (8.55), что можно записать как

$$\begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = (v_1 w_1^T / \sigma_1) \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}. \quad (8.56)$$

Разность компонент первого сингулярного вектора $(v_{1\delta l} - v_{1\delta m})$, соответствующих фазам узловых напряжений в узлах l и m может использоваться как показатель слабости связи lm . Чем больше изменяется $\Delta\delta_{lm}$ при увеличении перетока связи, тем скорее будет достигнут в ней предел передаваемой мощности и наступит вырождение матрицы Якоби.

Еще одно важное свойство, которое может быть выявлено в результате сингулярного анализа матрицы Якоби, заключается в том, что максимальный вклад в изменение фаз и модулей напряжений вносят изменения инъекций в узлах, соответствующих максимальным компонентам первого левого сингулярного вектора w_1 .

Если предположить, что все связи, по которым передается мощность из генераторного узла, имеют одинаковую пропускную способность, то при наращивании мощности в генераторном узле j в связи lm , имеющей максимальный коэффициент адресности a_{lm}^j , переток достигнет своего предельного значения, прежде чем его достигнут перетоки в других связях [31].

Если мощность генераторного узла будет увеличена на Δp , переток мощности в связи lm возрастет на величину $\Delta p_{lm} = a_{lm}^j \Delta p$.

В подсистеме конкретного генератора связи, ранжированные в результате сингулярного анализа как слабые, могут иметь небольшие коэффициенты адресности и, наоборот, связи, не являющиеся самыми слабыми, могут иметь большие коэффициенты адресности. Для определения компромиссного решения связям каждой из подсистем может быть приписан вес, равный произведению показателя слабости связи на коэффициент адресности, например, весовой коэффициент для связи lm может быть представлен как $(v_{1\delta l} - v_{1\delta m}) a_{lm}^j$.

Информация о максимальных весовых коэффициентах позволяет выделить в подсистеме, связанной с каждым генератором,

слабые сечения. Такая процедура исключает наиболее загруженные слабые связи до тех пор, пока не будет получена разбивка изучаемой подсистемы на несвязные подсистемы.

Для выделенного сечения при сочетании результатов сингулярного анализа и метода адресности можно определить:

- какие генераторы формируют поток мощности в сечении;
- для каких генераторов вклад в этот поток максимален.

Такая информация важна при ответе на вопрос, какое сечение обладает наименьшей пропускной способностью, поскольку позволяет определить, какой генератор или какие генераторы следует загружать в первую очередь при увеличении перетока мощности в сечении. Для вариантов сечений, полученных на основе сингулярного анализа и метода адресности, должны быть рассчитаны предельные мощности, позволяющие установить, насколько выделенное сечение слабое и будет ли оно узким местом при передаче электроэнергии.

Рассмотрим 14-узловую схему ЭЭС, показанную на рис. 8.24. Узлы 1, 3, 101, 201 и 203 – генераторные, узел 101 – балансирующий; узлы 4, 6, 100, 7 – нагрузочные. На схеме стрелками показаны направления перетоков активной мощности для базисного состояния системы, далекого от предела по статической устойчивости.

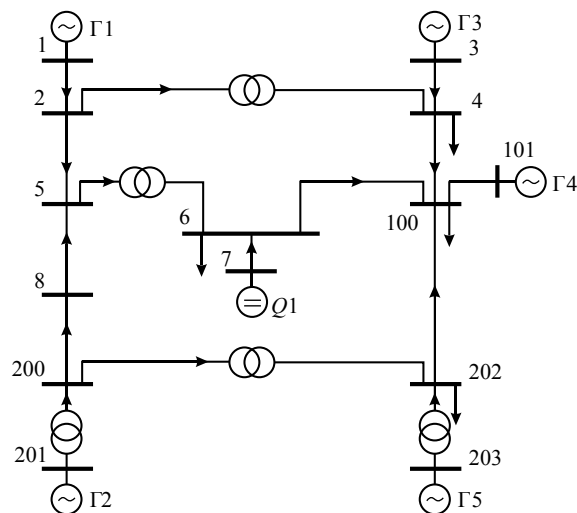


Рис. 8.24. Схема 14-узловой тестовой сети



Будем использовать следующий план по выявлению слабых связей и сечений тестовой схемы.

1. Определение для базисного режима на основе сингулярного анализа:

- узлов, порождающих максимальные возмущения;
- слабых связей, изменение режима которых оказывает наибольшее влияние на обусловленность матрицы Якоби.

2. Анализ факторов, влияющих на пропускную способность слабых связей.

3. Подтверждение свойства, согласно которому при увеличении мощности, передаваемой на пути, проходящем через слабые связи, предел передаваемой мощности наступает в наиболее загруженной слабой связи.

График *a* на рис. 8.25 показывает значения разности компонент правого сингулярного вектора, соответствующих номерам узлов по концам связей для исходного и предельного режимов. Анализ этих графиков позволяет выделить связи 200-8, 8-5 и 202-100 как слабые.

Анализ компонент левого сингулярного вектора, соответствующих фазам узловых напряжений (рис. 8.26, график *a*), показывает, что изменение генерации узлов 201 и 203 должно привести к максимальной реакции фаз напряжений.

Покажем, что при увеличении перетока активной мощности на пути, включающем слабые связи с максимальными коэффициентами адресности, предел передаваемой мощности наступает именно в таких связях. Для этого определим на основе метода адресности приведенные на рис. 8.27 подсистемы, связанные с передачей мощности:

- из генераторных узлов 1 и 3 в нагрузочный узел 4 (подсистема *a*);
- балансирующего узла 101 в нагрузочные узлы 4 и 6 (подсистема *б*);
- генераторного узла 201 в нагрузочные узлы 4, 6 и 202 (подсистема *в*, включающая слабые связи 200-8, 8-5 и 202-100);
- генераторного узла 203 в нагрузочные узлы 4, 6, 202 (подсистема *г*, включающая слабую связь 202-100).

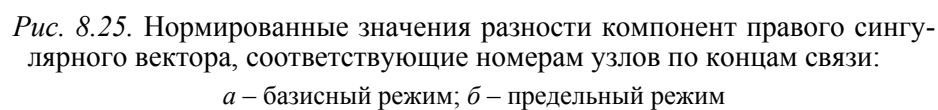


Рис. 8.25. Нормированные значения разности компонент правого сингулярного вектора, соответствующие номерам узлов по концам связи:
 a – базисный режим; b – предельный режим

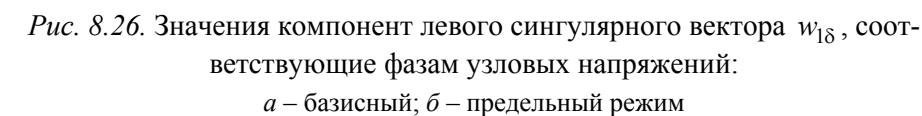


Рис. 8.26. Значения компонент левого сингулярного вектора $w_{1\delta}$, соответствующие фазам узловых напряжений:
 a – базисный; b – предельный режим

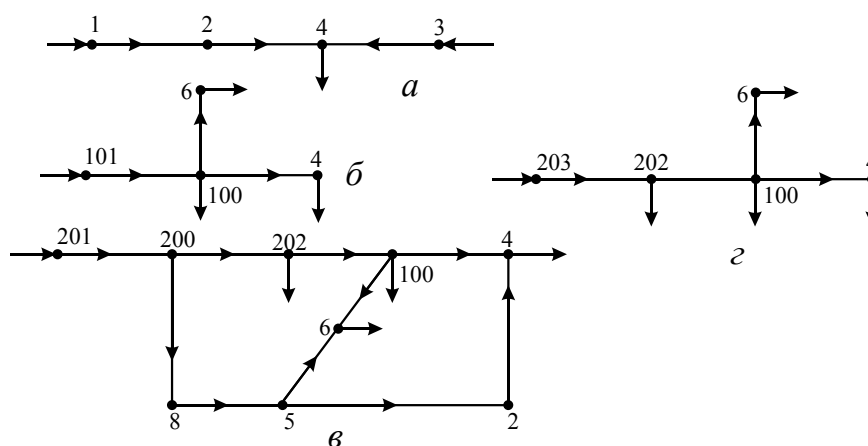


Рис. 8.27. Подсистемы, связанные с передачей активной мощности из генераторных узлов в нагрузочные



Для иллюстрации влияния на обусловленность матрицы Якоби увеличения мощности, передаваемой по слабым связям, рассмотрим одновременное одинаковое увеличение (уменьшение) активной мощности генерации в 201 и в 203 узлах Δp .

На рис. 8.28 показано изменение минимального сингулярного значения матрицы Якоби при увеличении и уменьшении активных мощностей генерации 201 и 203 узлов.

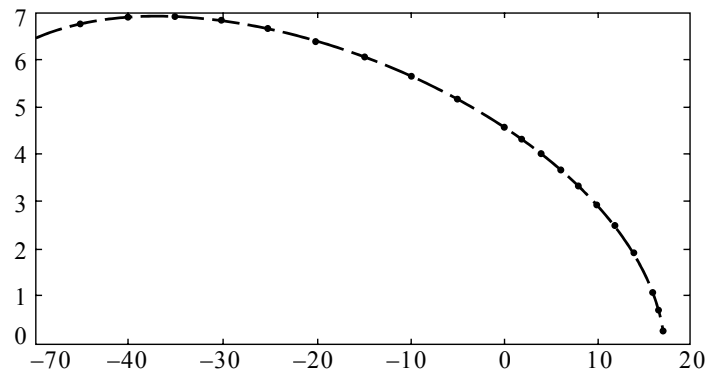


Рис. 8.28. Изменение минимального сингулярного значения матрицы Якоби при увеличении и уменьшении мощности генерации в узлах 201 и 203 на Δp

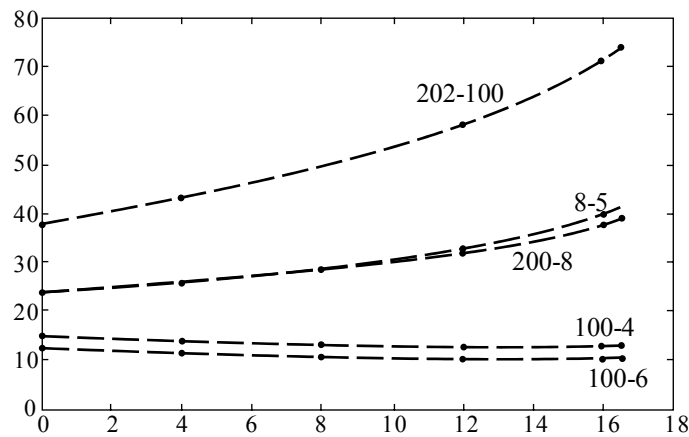


Рис. 8.29. Изменение разности фаз напряжения по концам связей, вошедших в пути передачи мощности из генераторных узлов 201 и 203 в нагрузочные узлы при увеличении мощности генерации на Δp

При увеличении генерации в узлах 201 и 203 на величину большую, чем $16,75\Delta p$, наступает нарушение статической устойчивости, сопровождающееся резким уменьшением числа обусловленности. Наилучшая обусловленность матрицы Якоби определена при уменьшении генерации каждого из узлов на величину $35\Delta p$ относительно обозначенного нулем базисного состояния.

На рис. 8.25 и 8.26 графики b построены для предельного режима, они характеризуют повышение чувствительности, вызванное ухудшением обусловленности матрицы Якоби.

Изменение разности фаз напряжений в связях, вошедших в пути передачи мощности из генераторных узлов 201 и 203 в подсистемы β и γ (рис. 8.27), показывает, что вырождение матрицы Якоби наступает из-за достижения большой разности фаз в связи 202-100.

В табл. 8.15 представлено изменение коэффициентов адресности связей, вошедших в подсистемы β и γ при увеличении генерации узлов 201 и 203. Там же содержатся значения весовых коэффициентов в исходном и предельном режимах.

В подсистеме γ наиболее загруженной является слабая связь 202-100, при повышении мощности генераторного узла коэффициент адресности этой связи также увеличивается. Связь 202-100 в подсистеме γ имеет максимальные весовые коэффициенты как в исходном, так и в утяжеленном режиме.

В исходном и утяжеленном режимах в подсистеме β наиболее загруженными слабыми связями являются связи 200-8, 8-5 и 202-100. При изменении мощности узла 201 коэффициенты адресности этих связей изменяются незначительно. При изменении мощности узла 201 на величину $-35\Delta p$, при которой обусловленность матрицы Якоби наилучшая, связь 202-100 теряет статус слабой и даже ее отключение не приводит к нарушению устойчивости. Слабое сечение проходит через наиболее загруженные слабые связи 202-100 и 8-5 подсистемы β .

В следующем примере проиллюстрировано вычисление весовых коэффициентов для девяти межсистемных связей, объединяющих в эквивалентированной до 1000 узлов схеме Единой энергетической системы России две Объединенные энергетические системы (ОЭС), обозначенные на рис. 8.30 как I и II. Преимущественная передача мощности осуществляется из системы I в систему II, имеются и встречные потоки.



Таблица 8.15

Изменение коэффициентов адресности для связей, вошедших в подсистемы ϵ и z , при увеличении генерации в узлах 201 и 203 на Δp , и показанные жирным шрифтом весовые коэффициенты

$(v_{18k} - v_{18l})a_{kl}^j$ для исходного и предельного режимов

Δp	Связи подсистемы												
	ϵ												z
	200-8	8-5	5-6	5-2	2-4	100-6	200-202	202-100	100-4	202-100	100-4	100-6	100-6
-45,000	0,999	0,985	0,896	0,076	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001
-25,000	0,950	0,940	0,810	0,111	0,111	0,002	0,041	0,011	0,001	0,260	0,024	0,053	0,053
-15,000	0,929	0,908	0,750	0,130	0,130	0,005	0,071	0,030	0,002	0,428	0,035	0,053	0,053
-5,000	0,900	0,884	0,710	0,142	0,141	0,007	0,048	0,048	0,003	0,530	0,037	0,075	0,075
0,000	0,901	0,873	0,700	0,146	0,145	0,007	0,098	0,057	0,004	0,570	0,037	0,073	0,073
0,000	0,353	0,425	0,008	0,014	0,003	0,002	0,000	0,036	0,001	0,365	0,013	0,018	0,018
4,000	0,895	0,865	0,687	0,148	0,147	0,007	0,104	0,063	0,004	0,600	0,036	0,069	0,069
8,000	0,889	0,856	0,673	0,149	0,148	0,072	0,110	0,069	0,004	0,620	0,035	0,065	0,065
12,000	0,882	0,845	0,650	0,149	0,148	0,007	0,117	0,076	0,004	0,646	0,034	0,061	0,061
16,000	0,869	0,823	0,630	0,145	0,143	0,008	0,130	0,087	0,004	0,668	0,033	0,058	0,058
16,750	0,850	0,805	0,613	0,139	0,136	0,008	0,141	0,095	0,005	0,670	0,033	0,060	0,060
16,750	0,336	0,387	0,003	0,002	0,000	0,014	0,001	0,073	0,001	0,513	0,004	0,006	0,006

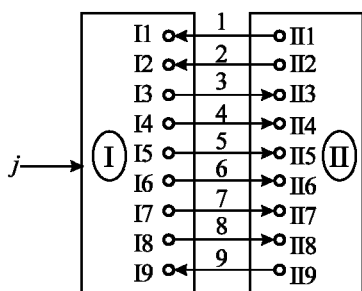


Рис. 8.30. Направления перетоков мощности по межсистемным связям между ОЭС I и II

Анализ адресности перетоков в межсистемных связях позволил выделить в системе I четыре генераторных узла, мощность которых передается более чем по одной межсистемной связи. Доля мощности первого и второго генераторных узлов, I Г1 и I Г2, по связям 3-8 передается из системы I в систему II и частично возвращается по связям 1 и 9 из системы II в систему I. Доля мощности генератора I Г3 (I Г4) передается в систему II по связи 2 (4, 6, 8) и частично возвращается

в систему I по связи 1 (9).

В табл. 8.16 приведены значения показателей слабости связи $\Delta\delta_{lm} = (\Delta\delta_l - \Delta\delta_m)$, коэффициентов адресности a_{lm}^j и весовых коэффициентов $\Delta\delta_{lm} a_{lm}^j$ для межсистемных связей 1-9 между подсистемами I и II, участвующих в передаче мощности от генераторов I Г1 – I Г4, j – номер генераторного узла.

Таблица 8.16

Показатели слабости связи и весовых коэффициентов

Но- мер связи	Номер узлов связи lm		$\Delta\delta_{lm}$	a_{lm}^{I-G1}	$\Delta\delta a_{lm}^{I-G1}$	a_{lm}^{I-G2}	$\Delta\delta a_{lm}^{I-G2}$	a_{lm}^{I-G3}	$\Delta\delta a_{lm}^{I-G3}$	a_{lm}^{I-G4}	$\Delta\delta a_{lm}^{I-G4}$
1	II 1	I 1	0,02352	0,00916	0,00022	0,00757	0,00018	0,01334	0,00031		
2	II 2	I 2	0,01039								
3	II 3	I 3	0,00539	0,12500	0,00067	0,10387	0,00056				
4	I 4	II 4	0,00339	0,06482	0,00022	0,05362	0,00018			0,07500	0,00025
5	I 5	II 5	0,00315	0,11700	0,00037	0,09600	0,00030	0,20500	0,00065		
6	I 6	II 6	0,00290	0,08860	0,00026	0,07320	0,00021			0,10200	0,00030
7	I 7	II 7	0,00143	0,05180	0,00007	0,04285	0,00006				
8	II 8	I 8	0,00132	0,00594	0,00001	0,00491	0,00001			0,00687	0,00001
9	II 9	I 9	0,00092	0,00122	0,00000	0,00101	0,00000			0,00142	0,00000



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе сингулярного анализа матрицы Якоби и метода адресности предложен показатель, позволяющий определить наиболее загруженные слабые связи. Пропускные способности таких связей целесообразно контролировать в первую очередь. Направлением дальнейшего исследования слабых связей должен быть учет ограничений на параметры режима.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Как может быть представлен финансовый баланс тепловой станции, имеющей нагрузку: на собственных шинах: в двух узлах, связанных с шинами станции двумя радиальными линиями; в двух узлах, связанных с шинами станции одной радиальной линией?
2. Какие затраты включает в себя узловая цена за электроэнергию?
3. Какая узловая цена электроэнергии может быть названа затратной?
4. Как в сети с потерями и в сети без потерь различаются балансы стоимости перетоков мощности по связи?
5. Как определяется узловая цена электроэнергии при использовании матричного и графового алгоритмов адресности?
6. Может ли затратная узловая цена в нагрузочном узле, получающем энергию от нескольких генераторов, быть ниже минимальной цены или выше максимальной цены генерации?
7. Как определяется составляющая узловой цены, обусловленная потерями энергии?
8. Какие составляющие включаются в баланс годовых затрат по обслуживанию электрической сети?
9. Как для нагрузочного узла определяется узловая цена за годовое обслуживание электрической сети, какие составляющие она включает?
10. Как влияет длина пути передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочный узел на узловую цену обслуживания сети в нагрузочном узле?
11. Почему узловые цены потребителей, расположенных вблизи центров питания, ниже, чем цены потребителей, находящихся на большом расстоянии от центров питания?



12. Как может быть построен граф поставок, связывающий крупных потребителей с их основными поставщиками?
13. Как граф поставок, связывающий потребителя с его основными поставщиками, может использоваться при анализе надежности электроснабжения этого потребителя?
14. Как отличаются узловые цены, полученные методом двойственных оценок, от затратных узловых цен?
15. В чем заключается отличие выражения (8.21) для узловых цен электроэнергии от выражения (8.4)?
16. Как определяется равновесная узловая цена в генераторном узле?
17. Как определяются маргинальные узловые цены в нагрузочных узлах?
18. Какие составляющие входят в баланс стоимости электроэнергии для маргинальных узловых цен?
19. На какие составляющие можно разбить узловую цену переданной в нагрузочный узел электроэнергии?
20. Назовите шесть слагаемых, которыми может быть представлена маргинальная узловая цена электроэнергии в нагрузочных узлах.
21. За счет каких слагаемых маргинальная узловая цена выше затратной узловой цены?
22. Какие методы могут использоваться для разделения потерь мощности в электрической сети между нагрузочными и генераторными узлами?
23. Как коэффициенты адресности потоков связей могут использоваться для выделения слабых сечений в электрической сети?

? Как решается проблема разделения потерь мощности с использованием метода адресности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебнике рассматриваются основы определения адресных трасс параметров режимов ЭЭС. Это достаточно новая тематика в области управления нормальными режимами ЭЭС. Вместе с тем имеется бесспорный интерес к этой тематике, о чем можно судить по публикациям в периодической печати в России и за рубежом.

Известно, что в России уже более двадцати лет назад сменилась экономическая формация государства и вместо плановой экономики, которая была 70 лет, была установлена рыночная – «ломать не строить». Быстрая ломка вызвала вполне понятный интерес к нерешенным коммерческим проблемам: бизнес, рынок, механизмы управления и многое другое стали первоочередными задачами. Интерес к производству на электростанциях и в ЭЭС существенно снизился. Сейчас возникли новые идеи, новые компьютерные технологии, новые научные поиски, которые разрабатываются. Одной из новых идей являются и адресные расчеты при управлении режимами ЭЭС.

В учебнике даются только основы этой тематики на общеобразовательном уровне. Без этого нельзя глубоко разрабатывать ее научные и практические методы. В основном показаны только те вопросы, которые необходимо развивать.

- Определить место и значимость адресных трасс в общих положениях по управлению режимами ЭЭС. Судя по публикациям, имеются и сторонники, и противники этой теории.
- Создать алгоритмы решения адресных расчетов с использованием математических методов и моделей и компьютерных технологий. Алгоритмы могут быть и универсальными и узкими для систем, обладающих определенными свойствами. Например, тепловые и гидротепловые системы имеют принципиальные различия свойств по управлению.



- Перейти к кибернетическим принципам управления режимами ЭЭС с развитием моделей и методов прогнозирования, имитации (для получения альтернатив), принятия решения с учетом рисков. Это позволит понизить уровень неопределенности решений для многих задач, что очень важно и для планирования вообще, и для коммерческих задач в частности.

- Создать адресные методы для всей области требований электроснабжения потребителей: надежности, бесперебойности, качества электроэнергии, экономичности, причем как технических задач на основе балансов мощности, так и экономических (производственно-хозяйственных, коммерческих).

По всем этим вопросам в учебнике даются общеобразовательные сведения.

Авторы надеются, что эти сведения будут полезны для студентов и помогут им развиваться не только по классическим разработкам, но и искать новое в управлении режимами ЭЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной

1. Автоматизация управления энергообъединениями / под ред. С. А. Совалова. – Москва : Энергия, 1979. – 422 с.
2. Аюев Б. И. Основы функционирования объединенной электроэнергетической системы континентальной Европы / Б. И. Аюев. – Екатеринбург : Изд-во УрО РАН, 2008. – 276 с.
3. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
4. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. : ил.
5. Использование алгоритмов адресности при определении узловых цен на электроэнергию : методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электрические сети и системы» / сост. И. И. Голуб; Иркут. гос. ун-т путей сообщ. – Иркутск : Изд-во ИрГУПС, 2007. – 67 с.
6. Русина А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – 400 с. – («Учебники НГТУ»).

Дополнительный

По разделу 1

7. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян. – Москва : Высшая школа, 1983. – 268 с.
8. Русина А. Г. Балансы мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе : учебно-методическое пособие / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 54 с.



9. Гидроэнергетика : учебное пособие / М. Ш. Мисриханов, А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин, Т. А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 619 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

10. Коммерческие особенности управления режимами энергосистем : конспект лекций, примеры и задачи / Новосиб. гос. техн. ун-т ; сост. : Ю. В. Дронова, Н. Н. Путилова, А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2007. – 76 с.

11. Русина А. Г. Новые модели и принципы управления режимами ЭЭС. Модель электрического эквивалента и принципы адресного распределения потоков и потерь мощности / А. Г. Русина. – Лейпциг : LAP Lambert Academic Publishing, 2011. – 194 с.; 2012. – 194 с.

12. Русина А. Г. Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем для управления установившимися режимами : дис. ... д-ра техн. наук / А. Г. Русина. – Томск, 2013. – 297 с.

13. Стратегический менеджмент в энергетике : принципы, цели, методы управления : монография / Т. А. Филиппова, С. С. Чернов, Ю. В. Дронова, А. А. Матыцин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 422 с.

14. Филиппова Т. А. Модели и методы прогнозирования электроэнергетики и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем : монография / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина, Ю. В. Дронова ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 368 с. – (Серия «Монографии НГТУ»).

15. Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т. А. Филиппова, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2007. – 355 с.

16. Филиппова Т. А. Потери электроэнергии от транзитных перетоков в электрических сетях / Т. А. Филиппова, В. С. Азаров // Электричество. – 1990. – № 4. – С. 12–15.

17. Филиппова Т. А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник / Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – 300 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

По разделу 2

18. Бровяков Ю. А. Построение матрицы адресности поставок / Ю. А. Бровяков, А. З. Гамм, И. И. Голуб // Энергосистема : управление, качество, безопасность : сборник докладов научно-технической конференции. – Екатеринбург : Изд-во УГТУ-УПИ, 2001. – С. 16–20.

19. A graph approach to determining the contribution factors of electric power supplies and losses / A. Z. Gamm, I. I. Golub, Y. A. Grishin, O. N. Voitov // Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Sys-



tems. MEPS'02, September 11–13, 2002. – Wroclaw, Poland, 2002. – P. 215–220.

20. Гамм А. З. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе / А. З. Гамм, И. И. Голуб // Электричество. – 2003. – № 3. – С. 9–16.

21. Войтов О. Н. ПВК исследования режимов ЭЭС СДО-6 / О. Н. Войтов // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск : Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1995. – С. 293–295.

22. Техничко-экономические модели электроэнергетических систем / А. З. Гамм, О. Н. Войтов, И. И. Голуб, Ю. А. Бровяков // Информационные технологии контроля и управления на транспорте. – Иркутск : ИРИИТ, 2000. – Вып. 7. – С. 145–154.

23. Гамм А. З. Двойственность и ее использование при оптимизации режимов электроэнергетических систем / А. З. Гамм // Труды Иркутского политехнического института. – 1971. – № 72. – С. 108–124.

24. Гамм А. З. Апостериорный анализ потокораспределения для построения финансово-технологических моделей ЭЭС / А. З. Гамм, И. И. Голуб // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок: межрегиональный научно-технический семинар с возможностью заочного участия. – Сыктывкар : Коми научный центр УрО РАН, 2004. – С. 82–91.

25. Анализ неоднородностей электрических систем / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм, И. И. Голуб, Д. Н. Ефимов. – Новосибирск : Наука, 1999. – 256 с.

26. Элементы методики расчета тарифа на услуги по передаче электроэнергии / О. Н. Войтов, А. З. Гамм, И. И. Голуб, Ю. А. Гришин, В. М. Соболевский // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2008. – № 11–12. – С. 57–65.

27. Войтов О. Н. Об одном подходе к оценке режимной надежности электроснабжения крупных потребителей / О. Н. Войтов, И. И. Голуб, Ю. А. Гришин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: международный научный семинар им. Ю. Н. Руденко, 5–11 сентября 2011 г. – Иваново : [б. и.], 2011. – Вып. 62 : Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения. – С. 415–420.

28. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н. А. Мурашко, Ю. А. Охорзин, Л. А. Крумм, В. А. Балановский, О. Н. Войтов, Ю. О. Грумбков, В. А. Мантров, Б. Г. Насвицевич, В. П. Фролов. – Новосибирск : Наука, 1987. – 239 с.

29. Войтов О. Н. Алгоритмы определения допустимых режимов ЭЭС / О. Н. Войтов // Современные методы оптимизации и их приложе-



ния к моделям энергетики : сборник научных трудов. – Новосибирск : Наука, 2003. – С. 70–85.

30. A technique for calculation of nodal gas prices and analysis of their components / A. Z. Gamm, I. I. Golub, T. V. Dzubina, N. I. Ilkevich // 5th International Conference on the European Electricity Market, EEM 2008, Lisbon, Portugal, 28–30 May 2008. – Piscataway, New Jersey: IEEE, 2008. – P. 1–5. – doi: 10.1109/EEM.2008.4579002.

31. Гамм А. З. Эффективный метод определения слабых связей в электроэнергетической системе / А. З. Гамм, И. И. Голуб, Р. В. Бершанский // Электричество. – 2010. – № 9. – С. 31–37.

Иностранные источники

32. Kirschen D. Contributions of individual generators to loads and flows / D. Kirschen, R. Allan, G. Strbac // IEEE Transaction on Power Systems. – 1997. – Vol. 12, iss. 1. – P. 52–60. – doi: 10.1109/59.574923.

33. Wei P. Load flow tracing in power systems with circulating power / P. Wei, Y. Ni, F. F. Wu // Electrical Power and Energy Systems. – 2002. – Vol. 24, iss. 10. – P. 807–813. – doi: 10.1016/S0142-0615(02)00008-X.

34. Conejo A. J. Z-Bus loss allocation / A. J. Conejo, F. D. Galiana, I. Kockar // IEEE Transaction on Power Systems. – 2001. – Vol. 16, iss. 1. – P. 105–110. – doi: 10.1109/59.910787.

35. Fear allocation of transmission power losses / A. Gomez Exposito, J. M. Riquelme Santos, T. Gonzalez Garcia, E. A. Ruiz Velasco // IEEE Transaction on Power Systems. – 2000. – Vol. 15, iss. 1. – P. 184–188. – doi: 10.1109/59.852119.

36. Allocating distribution losses to customers using distribution loss factors / J. R. Saenz, P. Eguia, J. L. Berasategui, J. Marin, J. Arceluz // IEEE Porto Power Tech Proceedings, Porto, Portugal, 10–13 September 2001. – Piscataway, New Jersey: IEEE, 2001. – Vol. 1. – P. SSMI-134–SSMI-211. – doi: 10.1109/PTC.2001.964569.

37. Zuwei Yu. The proposed CLP method for allocating real power losses of multiple flows / Yu. Zuwei // IEEE Power Engineering Review. – 2001. – Vol. 21, iss. 11. – P. 45–47. – doi: 10.1109/MPER.2001.4311130.

38. Stamtsis G. C. Evaluation of power systems congestions using nodal price analysis / G. C. Stamtsis, J. Christiansen, I. Erlich // Proceedings of the International Symposium of Modern Electric Power Systems MEPS'02, September 11–13, 2002. – Wroclaw, Poland, 2002. – P. 25–30.

39. Components of nodal prices for electric power systems / L. Chen, H. Suzuki, T. Wachi, Y. Shimura // IEEE Transaction on Power Systems. – 2002. – Vol. 17, iss. 1. – P. 41–45. – doi: 10.1109/59.982191.



40. *Bialek J.* Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access / J. Bialek // IEEE Transaction on Power Systems. – 1997. – Vol. 12, iss. 3. – P. 1185–1193. – doi: 10.1109/59.630460.
41. *Conejo A. J.* Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms / A. J. Conejo, J. M. Arroyo // IEEE Transaction on Power Systems. – 2002. – Vol. 17, iss. 3. – P. 571–576. – doi: 10.1109/TPWRS.2002.800894.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**Гамм Александр Зельманович
Голуб Ирина Ивановна
Русина Анастасия Георгиевна
Филиппова Тамара Арсентьевна**

АДРЕСНОСТЬ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОВ

Учебник

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Художественный редактор *А.В. Ладыжская*
Корректор *И.Е. Семенова*
Рисунки и компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Подписано в печать 15.03.2016
Формат 70 × 100 1/16. Бумага офсетная
Уч.-изд. л. 22,89. Печ. л. 17,75
Тираж 3000 экз. (1-й з-д – 1–300 экз.)
Изд. № 74/15. Заказ № 418

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Издательство Новосибирского государственного
технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
Тел. (383) 346-31-87
E-mail: office@publish.nstu.ru

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20